

エネルギーに
新しい風

INPEX

統合報告書

2021

2021年
12月期

2050年ネットゼロカーボン社会に向けた基本方針

INPEXはEnergy Transformation (EX)のパイオニアとして、
石油・天然ガスから水素、再エネ電力まで
多様でクリーンなエネルギーを安定供給します

2030年頃を目指す姿

INPEXはネットゼロカーボンを理想から現実に変えていきます
～ネットゼロ5分野へ最大1兆円程度を投入、2030年に
営業CFの1割程度を目指す～

株式会社INPEXは、
Energy Transformation (EX)のパイオニアとして、
石油・天然ガスから水素、再生可能エネルギーまで多様で
クリーンなエネルギーの安定供給を目指すことで、
ネットゼロカーボン社会の実現に向けた取組みを推進し、
グループ全体での企業価値向上に努めてまいります。

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。

CONTENTS

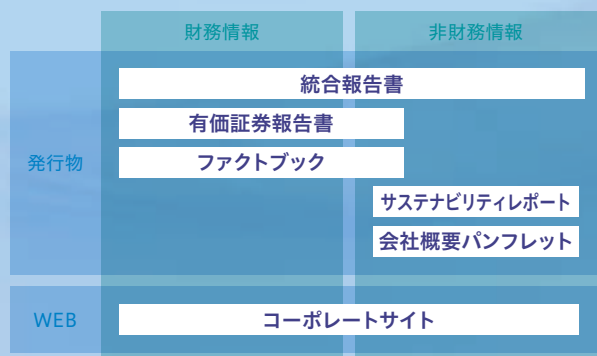
02 INPEXの目指す姿と価値創造ストーリー

- 02 価値創造のあゆみ
- 04 価値創造プロセス
- 06 代表取締役ご挨拶
- 08 社長メッセージ
- 16 財務・事業ハイライト
- 18 サステナビリティハイライト
- 20 地域セグメント一覧
- 22 INPEXの事業
- 24 INPEX at a Glance

26 価値創造のための成長戦略

- 26 INPEX Vision @2022 長期戦略
- 34 INPEX Vision @2022 中期経営計画2022-2024
- 38 財務・経理本部長メッセージ
- 40 11年間の主要財務情報

コミュニケーションツールマップ



有価証券報告書

▶ <https://www.inpex.co.jp/ir/library/securities.html>

ファクトブック

▶ <https://www.inpex.co.jp/ir/library/factbook.html>

サステナビリティレポート

▶ <https://www.inpex.co.jp/csr/csr/>

会社概要パンフレット

▶ <https://www.inpex.co.jp/company/pdf/brochure.pdf>

コーポレートサイト

▶ <https://www.inpex.co.jp/>

編集方針

本統合報告書の編集にあたっては、国際統合報告評議会（IIRC）が提唱する「国際統合報告フレームワーク」、経済産業省が発表した「価値協創ガイドランス」等を参照し、報告対象期間内の事業活動を、財務・非財務の両面から分かりやすく伝えることを目指し情報を盛り込みました。

今回の統合報告書では、本年2月に公表した「長期戦略と中期経営計画（INPEX Vision @2022）」に沿って、当社の目指す姿、価値創造プロセス、当社の強み、ネットゼロカーボン社会に向けた取り組み、サステナビリティの取組み等についてより具体的にお示しすることを意識しました。今後も、ステークホルダーの皆様との対話に資するコミュニケーション・ツールとして、更なる情報の充実を目指します。

免責事項

本統合報告書は、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

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

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

当社は、本統合報告書に掲載される情報（将来予想に関する情報を含む）を、その掲載日後において、更新又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

本統合報告書の財務内容に係る数値は、原則単位未満を切り捨てて表示をしています。P.62以降の「コアエリア別プロジェクトの状況」は、原則2022年3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。

（株）INPEXは、東京証券取引所プライム市場（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。

42 成長戦略を促進する経営基盤

42 サステナビリティ

52 コーポレートガバナンス

60 社内役員と社外役員との座談会

62 事業・財務の概況

62 コアエリア別プロジェクトの状況

74 当社特有の会計処理・会計方針について

76 経営陣による財政状態及び経営成績の検討と分析

82 連結財務諸表／連結財務諸表の注記

104 独立監査人の監査報告書

108 連結子会社及び関連会社

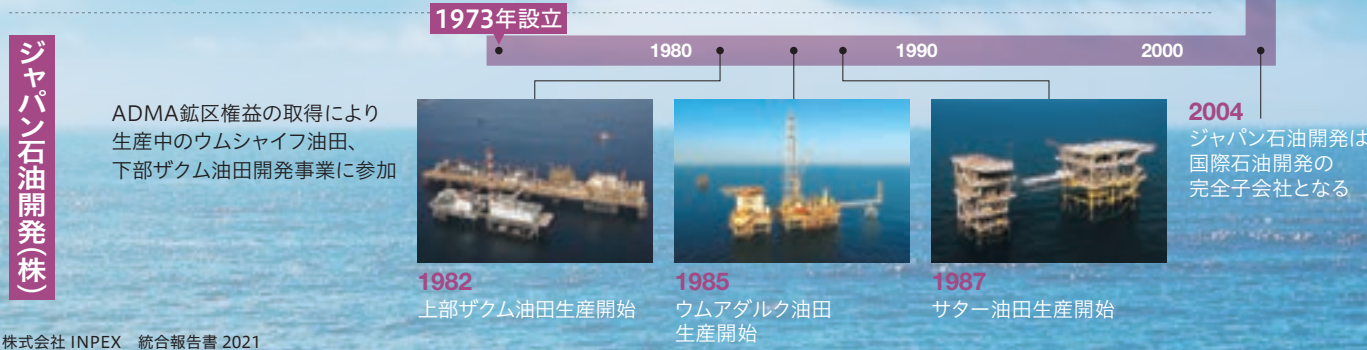
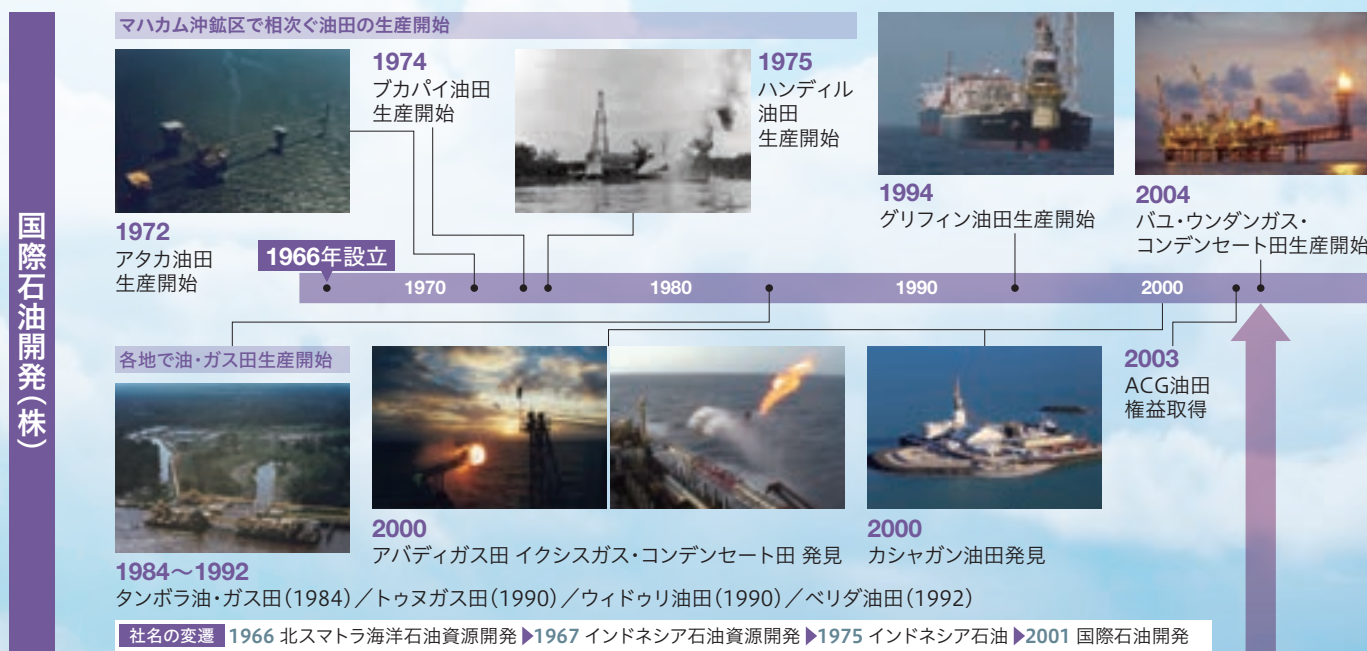
110 事業等のリスク

117 石油・天然ガスの埋蔵量及び生産量について

120 会社情報

価値創造のあゆみ

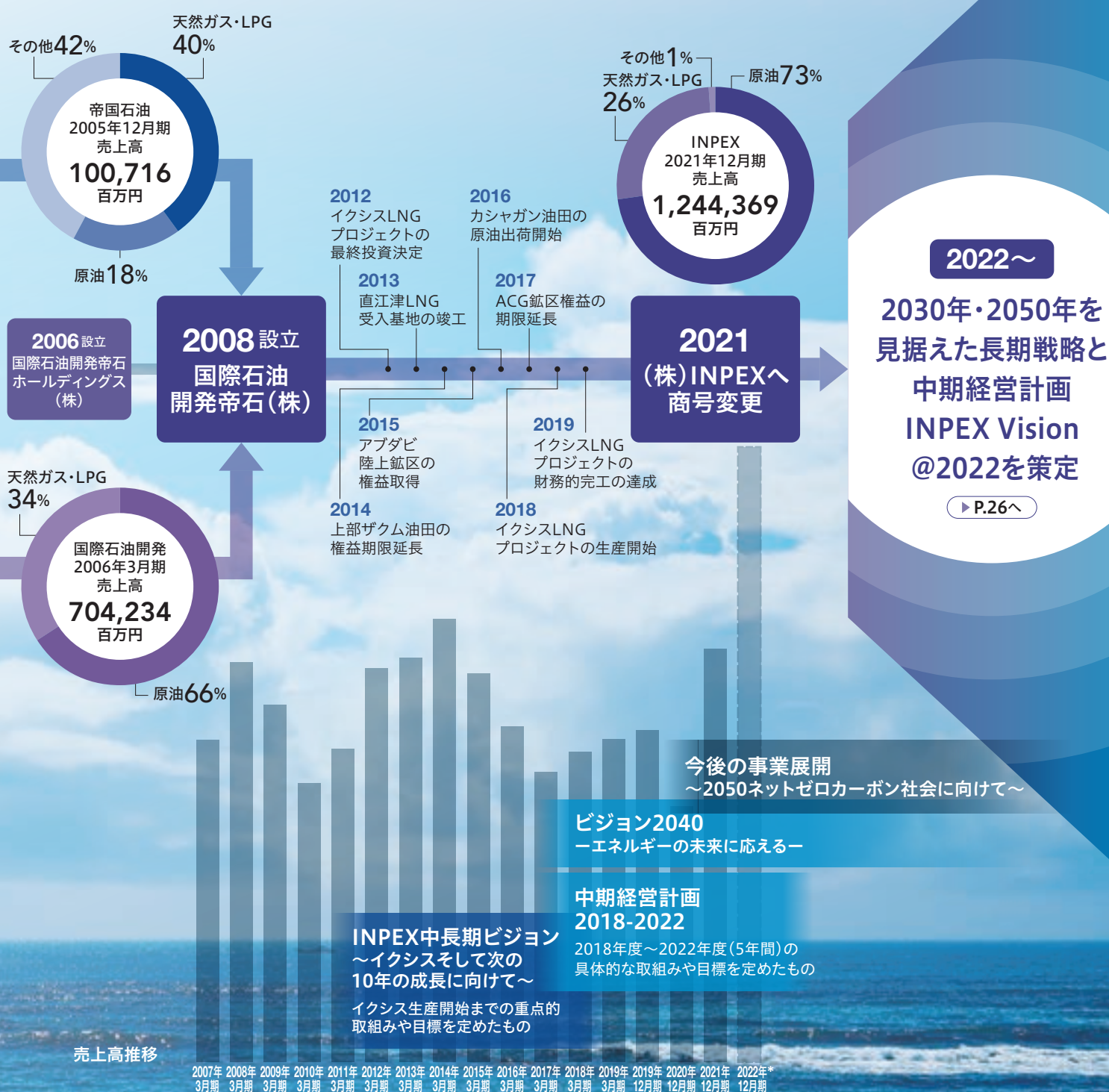
当社は石油・天然ガスの探鉱・開発・生産という上流事業を中核とした会社として発展してまいりました。今後も、石油・天然ガスから水素、再エネ電力まで多様でクリーンなエネルギーを安定供給することを通じて、より豊かな社会づくりに貢献するとともに、持続的な企業価値の向上を実現してまいります。



世界・日本のエネルギーを取り巻く環境

2019年に発生した新型コロナウイルス感染症の影響が長引く中、世界経済は漸く緩やかな回復の兆しを見せております。これに伴い、エネルギー需要も2021年度には回復傾向となり、今年度は更に増加するとの予想が多くなっております。また、中長期的には世界の人口の拡大、新興国を中心とした経済成長等により、エネルギー需要は持続的に増加するものと想定しております。このうちエネルギーの過半を占める石油・天然ガス需要については、世界経済の回復に伴い、増加基調となるものと考えられ、中長期的にも、基調としてはアジアを中心とする堅調な需要が見込まれると考えております。他方、2021年、第26回気候変動枠組条約締約国会議（COP26）が開催され、気候変動対応のため、産業革命前からの平均気温上昇を2℃未満に抑え、更に1.5℃に抑える努力をする長期目標の実現に向けた取組みの強化が協議されました。また、EU、英国、日本等の主要国は2050年に向けて温室効果ガスの排出量を実質ゼロとする、いわゆる「ネットゼロ目標」を表明しております。

こうしたネットゼロカーボン社会に向けた議論の進展により、カーボンニュートラルへの対応の緊要性が増すものと考えております。当社においても、気候変動に関するパリ協定目標の実現に貢献すべく2050年自社排出ネットゼロカーボン等の気候変動対応目標を着実に実現してまいります。



価値創造プロセス

当社は、今後も増加する日本及び世界のエネルギー需要に応え、長期にわたりエネルギー開発・安定供給の責任を果たしつつ、2050年ネットゼロカーボン社会の実現に向けたエネルギー構造の変革に積極的に取り組むことを通じて、より豊かな社会づくりに貢献するとともに、持続的な企業価値の向上を実現してまいります。



リスク

- 災害・事故・システム障害等のリスク
- 探鉱・開発・生産に成功しないリスク
- 原油価格、天然ガス価格、外国為替及び金利の変動リスク
- 気候変動に関するリスク
- カントリーリスク 等

機会

- エネルギートランジションにおける天然ガスの重要性向上
- 石油・天然ガス上流事業の強靱化とクリーン化のオポチュニティ
- ネットゼロカーボン社会に向けた様々な変化
(水素・アンモニア・CCUS・再生可能エネルギー需要の増加等)
- 新たな社会のニーズに応える新規事業の開拓機会

アウトプット

人々の生活に欠かせない
エネルギー供給

生産物

※2021年12月期実績

石油



日量

343.5 千バレル

天然ガス



日量

1,251.3 百万立方
フィート

(原油換算 日量240.8千バレル)

再生可能エネルギー



発電量

396,390 MWh

温室効果ガス排出量



Scope1

7,302 千トン
-CO₂e

Scope2

136 千トン
-CO₂e

排出原単位

33 kg-
CO₂e/boe

アウトカム

経済価値

- フリーキャッシュフローの創出
- 株主還元
- 企業価値・株主価値の向上

社会価値

- 社会へのエネルギー安定供給
- 日本の石油・天然ガス自主開発比率の向上
- 地域社会への貢献、雇用機会の創出
- 労働災害事故の低減、重大事故の防止

環境価値

- 環境負荷の少ない天然ガスの供給拡大
- 水素・CCUS事業による上流事業の更なるクリーン化
- 温室効果ガス排出量の削減
- 生物多様性の保全

SDGsの達成に貢献※



※SDGs : Sustainable Development Goals
持続可能な開発目標

代表取締役ご挨拶

代表取締役社長
上田 隆之

代表取締役会長
北村 俊昭

ネットゼロカーボン社会の実現に向けて エネルギー構造の変革に 積極的に取り組んでまいります。

2021年12月期は、OPEC+の段階的減産の規模縮小や新型コロナウイルス変異種の感染拡大による原油需給の緩みが重荷となったものの、世界的な天然ガス価格高騰による発電向け代替燃料としての石油需要の高まりや、経済活動正常化の加速化等から油価は、上昇基調で推移しました。このような事業環境下で、当社は、2020年度の赤字決算からV字回復し、2008年経営統合以来の最高益を達成しました。

ここ数年の動きとして世界の主要国が2050年に温室効果ガスの排出量を実質ゼロとする、いわゆる「ネットゼロ目標」を表明しています。ネットゼロカーボン社会に向けた国内外における様々な変化は、当社にとって新たな挑戦であると同時に、更なる飛躍の機会と捉えています。当社においては、昨年1月に「今後の事業展開～2050ネットゼロカーボン社会に向けて～」を策定し、着実に取り組みを推進してまいりました。そして、本年2月には、エネルギーの安定供給とエネルギートランジションへの取り組みを両輪で推進していく当面の具体的な取組みと目標・道筋として、2030年及び2050年に向けた当社の長期戦略と、2022年から2024年までの3年間の中期経営計画から構成される「長期戦略と中期経営計画(INPEX Vision @2022)」(以下、INPEX Vision @2022)を策定しました。

今後、当社はこのINPEX Vision @2022に基づき、基盤事業である石油・天然ガス上流事業のクリーン化・強靱化と併せて、気候変動に対応するための温室効果ガスの削減目標の達成に向けて、5つの事業：CCS・CCUS、水素、再生可能エネルギー、カーボンリサイクル等の新規事業、森林保全を柱に、これまで当社が国内外で培った技術や操業経験等の強みを最大限活かしながら、当社の目指す姿の実現に向けて取り組みを加速していきます。

最近においては、ウクライナ情勢等エネルギーをめぐる内外の状況は、ますます不確実性が増していますが、当社は、我が国及び世界のエネルギー需要に応えつつ、国内外に多様なエネルギーをよりクリーンな形で供給することで、環境保全、経済発展、社会開発等へ貢献し、どの時代においても、エネルギーの主役であり続けることができるよう努めるとともに、ネットゼロカーボン社会に向けた変化に積極的に対応する、エネルギートランスフォーメーションにおけるパイオニアを目指してまいります。そして、2050年ネットゼロカーボン社会の実現に向けたエネルギー構造の変革に積極的に取り組んでまいります。加えて、当社の基盤事業である世界各地の原油・ガス生産の操業現場においては、引き続き様々な新型コロナウイルス感染症対策を講じながら、安全かつ安定的に生産を継続することで、エネルギーの安定供給に努めてまいります。

ステークホルダーの皆様にはこれまでと変わらぬ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

北村 俊昭

代表取締役社長

上田 隆之



代表取締役社長

上田 隆之

エネルギートランスフォーメーションの パイオニアとして社会に不可欠なエネルギーを クリーンかつ安定的に供給します。

世界ではネットゼロカーボン社会を目指す動きが加速しています。

INPEXは国内外の多様なエネルギー需要に応える社会的責務を果たし、2050年ネットゼロカーボン社会の実現に向けたエネルギー構造の変革に積極的に取り組むべく、2030年及び2050年に向けた長期戦略と、2022年から3カ年の中期経営計画からなるINPEX Vision @2022を発表しました。

2021年12月期の概況

コロナ禍で世界経済は不透明な状況が続くも、原油価格は上昇

当期の世界経済は、新型コロナウイルス感染症の影響を受け、不透明な状況が続きましたが、各国の経済対策及びワクチン接種の進展等により、持ち直しの動きが見られました。こうした中、当社グループが指標とするブレント原油価格は当期1バレル当たり51.09ドルからスタートしました。OPEC+の段階的減産規模縮小や新型コロナウイルス変異種の感染拡大による原油需給の緩みが重荷となったものの、世界的な天然ガス価格高騰による発電向け代

替燃料としての石油需要の高まりや、経済活動正常化の加速等から上昇基調で推移し、期末では77.78ドルとなりました。一方で、業績に影響を与えるもう一つの要因である為替相場は、当期は1ドル103円台で始まり、前半は110円台まで円安が進みました。年後半も円安が進み、期末公示仲値（TTM）が前期末から11円50銭円安の115円2銭となり、当社グループの売上の期中平均レートは前期に比べ3円26銭円安の1ドル110円11銭となりました。

原油価格(ブレント原油)／円の対米ドル為替レート



※2022年は3月末までの数値を記載しています。

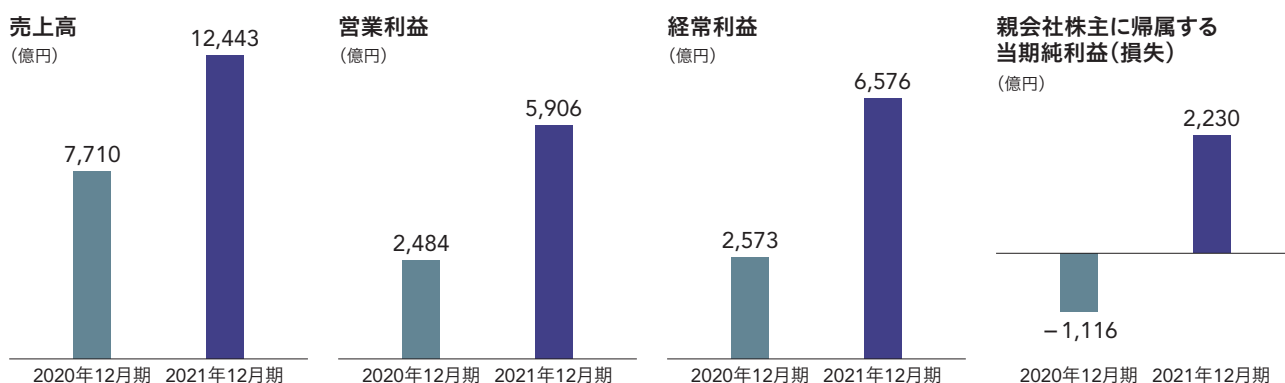
赤字決算からV字回復し、2008年経営統合以来の最高益を達成

2021年12月期における連結業績につきましては、原油の販売価格の上昇により、売上高は61.4%増収の1兆2,443億円、営業利益は137.7%増益の5,906億円、経常利益は155.6%増益の6,576億円となりました。これらの結果、減損損失141億円を計上したものの、親会社株主に帰属する当期純利益は前期1,116億円の損失からV字回復し、2,230億円と2008年の経営統合以来の最高益を達成しました。

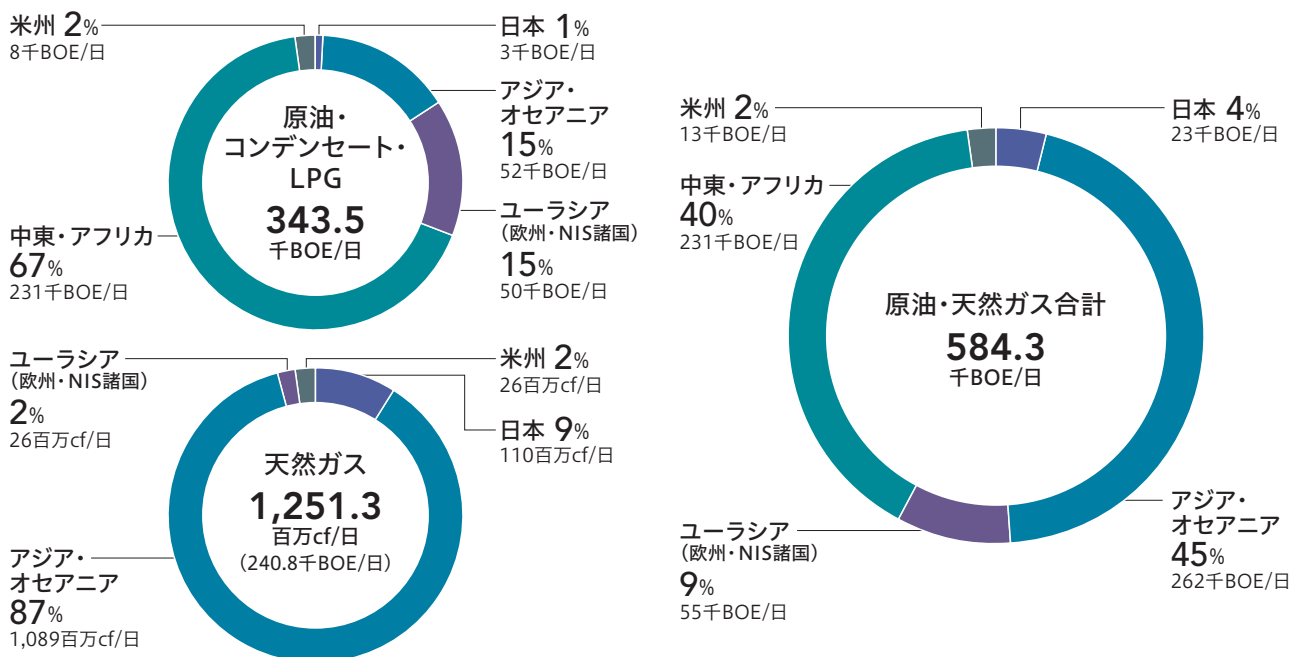
配当につきましては、普通株式1株当たりの年間配当額を前期比24円増の48円と致しました。

なお、当社のネット生産量（原油・天然ガス合計、原油換算）については、2021年12月期実績は、日量約58.4万バレルとなりました。引き続き量的な拡大のみでなく、技術力等質的な成長により注力してまいります。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、約36.5億バレルとなりました。

連結業績ハイライト



2021年12月期 ネット生産量





経営環境と新たな経営方針に至った背景

中長期的な経営環境認識

2019年に発生した新型コロナウイルス感染症の影響が長引く中、ウクライナの状況など世界情勢は大きく変化しつつある一方で、世界経済はようやく緩やかな回復の兆しを見せています。当社が関わる世界各地の原油・ガス生産操業現場においては感染拡大防止対策を講じてきた結果、安定的な生産を継続しています。また今後の石油・天然ガス需要につきまちは、世界経済の回復に伴い増加基調と考えられ、中長期的にも世界的な人口増と新興国を中心とした経済成長等から、アジアを中心とする堅調な需要が見込まれると考えています。また、石油・天然ガスは平時のみならず緊急時の燃料供給に貢献する点で、国民生活・経済活動に不可欠なエネルギー源と認識しています。日本国内においても、安定的なエネルギー供給のために、石油・天然ガスの自主開発比率の向上が課題となっています。

一方で、地球温暖化が世界共通の課題として存在感を

増す中、EU、英国、日本等の主要国は2050年に温室効果ガス排出量の実質ゼロを目指す「ネットゼロ目標」を表明し、新型コロナウイルス感染症の影響から経済回復と気候変動対応を同時に進める政策や、社会構造の省エネルギー化・クリーン化に向けた政策が展開されつつあります。日本政府においては「2050年カーボンニュートラル」を宣言し、温室効果ガス削減目標を掲げる中、水素・アンモニア・CCUS[※]等の石油・天然ガス分野のクリーン化及び再生可能エネルギーの導入促進等、カーボンニュートラルを見据えた取組みが大きく加速しています。

※CCUS：Carbon dioxide Capture, Utilization and Storage/二酸化炭素の回収・有効利用・貯留

前中期経営計画の成果を踏まえ、新たな経営方針の策定へ

当社におきましては、原油価格の急変リスクを含む様々な不確実性を当社の重要リスクと捉え、リスクを最小化しつつ、Resiliency（耐性）の強化及びEfficiency（効率的な投資、ポートフォリオ）を継続的に向上することが重要であると認識しています。エネルギーの安定供給に責任を持つ企業として、適切な投資レベルを維持しつつ、基盤事業である「石油・天然ガス分野」を軸に日本及び世界のエネルギー需要に応えることが責務です。これに加えて、将来的にネットゼロを実現するための様々なエネルギー技術の開発やノウハウの活用に、積極的に取り組んでいます。

こうした考え方のもと、2018年5月に「ビジョン2040」及び「中期経営計画2018-2022」を策定・推進しました。その成果として、イクシスの安定操業の達成等により、石油・天然ガス分野のポートフォリオの強化と生産効率を向上するとともに、オランダの洋上風力事業の取得等により、再生可能エネルギーを含むエネルギーポートフォリオの対応を進めてまいりました。業績面でも2021年12月期は当社発足後の最高益を計上し、営業キャッシュ

フローが4,500億円に近付くとともに、生産量は2021年12月下半期に日量64万バレル水準（年平均日量58.4万バレル）まで成長するなど、中期経営計画の目標を概ね達成致しました。

一方で、当社はネットゼロカーボン社会に向けた気候変動対応を経営上の重要課題と認識し、気候変動対応目標を設定するとともに、新たな事業展開へ挑戦する決意表明として、2021年1月に「今後の事業展開～2050ネットゼロカーボン社会に向けて～」を発表し、2021年4月には社名を「株式会社INPEX」に改めました。「今後の事業展開」で方向性を示したネットゼロ5分野等での具体的な事業内容をできるだけ早く中期経営計画に反映すべく、また、前述のとおり、前中期経営計画2018-2022での経営目標が概ね達成されたことから、2022年12月期までの前中期経営計画を前倒して終了し、2022年2月に「長期戦略と中期経営計画（INPEX Vision @2022）」を発表致しました。

長期戦略と中期経営計画（INPEX Vision @2022）

「長期戦略と中期経営計画（INPEX Vision @2022）」は昨今の経営環境や社会情勢等の変化を踏まえて策定しました。INPEX Vision @2022は大きく2つのパートに分かれ、一つは2030年及び2050年に向けた当社の長期戦略、もう一つは2030年までの今後約10年間の戦略の過程として、2022年から2024年までの3年間における具体的な目標・道筋を示した中期経営計画2022-2024です。

長期戦略

① 2050年ネットゼロカーボン社会に向けた基本方針

まず長期戦略では、INPEXが長期的に目指す姿を「2050年ネットゼロカーボン社会に向けた基本方針」としてまとめています。INPEXは今後、Energy Transformation（EX）のパイオニアとして、石油・天然ガスから水素、再生電力など多様でクリーンなエネルギーの安定供給

に貢献することを目指します。具体的には2つの事業領域、すなわちネットゼロ5分野～①水素・アンモニア、②CCUS、③再生可能エネルギー、④カーボンリサイクル・新分野、⑤森林保全～と石油・天然ガス分野での取り組みを通じて、2050年のネットゼロカーボン実現へ挑戦するとともに、持続的な発展ができる活力と創造性・多様性に富んだ企業へと成長してまいります。

② 2030年頃に目指す姿

2030年までの具体的な道筋として2022年から2030年の9年間においては、石油・天然ガス分野において、CCUSの導入等により徹底したクリーン化を進めながら収益基盤として強化・拡充し、5～6兆円程度^{※1}の探鉱前営業キャッシュフロー（イクシス下流IJVを含む）を確保してまいります。安定したキャッシュフローにより、強固な財務体質を維持し、十分な株主還元を実現しつつ、9年で3.8～4.4兆円程度^{※1}の成長投資を行ってまいります。特にネットゼロ5分野においては、全体の2割程度に当たる7,000億円～1兆円程度^{※1}の投資金額を配分し、商業化を実現し、主要なプレイヤーとしての地位を確立していきたいと思っております。

新潟県においては、2024年の運転開始を目指してCCUSを活用したクリーンな水素・アンモニアの製造実証プラントの建設を進めるほか、イクシスLNGプロジェクトにCCSを導入する準備を進めており、2020年代後半には実際のCO₂を圧入する作業開始を目指します。更に風力発電、地熱発電といった再生可能エネルギーの分野では、欧州やインドネシア等地域で事業を加速的に拡大し、主要なプレイヤーとなることを目指します。また、メタ

ネーションの社会実装を推進するとともに、森林保全によるCO₂吸収を目的とした事業についても事業参画を目指します。これらの取組みを通じて、2030年にはネットゼロ5分野からの営業キャッシュフロー^{※2}を全体の1割程度とすることを目指します。

※1：ブレント原油価格1バレル当たり60～70米ドルを前提とした場合の概算値
 ※2：探鉱前営業キャッシュフロー（イクシス下流IJV込みの数値であり制度会計ベースとは異なる）。再生可能エネルギーは持分営業キャッシュフローベース（概算）

一方で、INPEXの収益基盤である石油・天然ガス分野については、①コアエリアへの選択と集中②天然ガスへのシフト③事業の強靱化とクリーン化を基本的な戦略とします。

コアエリアについては、ネットゼロ5分野も含む全体の事業で5つのエリア：豪州、アブダビ、東南アジア、日本、欧州に資金・人材等のリソースを集中させ、事業効率の向上と更なるシナジーの創出を目指します。バランスの取れたポートフォリオを構築し、2030年にはGHG排出原単位で2019年比30%以上の低減を目指します。また、ネットゼロ5分野と石油・天然ガス分野での取組みを推進し、両者のシナジーを追求すべく、技術、営業、HSE（Health, Safety and Environment：健康・安全・環境）、人材等の基盤整備にも取り組んでまいります。



イクシスLNGプロジェクト 陸上ガス液化プラント

中期経営計画2022-2024

2022年から3カ年の中期経営計画期間については、長期戦略「2030年頃に目指す姿」の実現に向けて第一歩を踏み出し、更に加速していく、いわばスタートダッシュの期間と位置付けています。

① 石油・天然ガス分野

基盤である石油・天然ガス分野においては、ポートフォリオの最適化や生産コスト等の削減を通じた事業の強靱化を進めるとともにクリーン化を推進し、引き続き国内外のエネルギー需要に応え、エネルギー開発・安定供給の責任を果たします。5つのコアエリアを中心とする安定操業により、ネット生産量では2024年に日量70万バレル超の水準を目指します。また、GHG排出原単位については2024年までに2019年比10%以上の削減を目指します。

② ネットゼロ5分野

再生可能エネルギーにおいて積極的にビジネスを追求する一方で、水素、CCUS等の分野でも実証試験や共同研究プロジェクトを着実に進め、技術力の強化と事業ノウハウを蓄積し、将来の本格的な事業投資、商業化に向けた準備を進めます。

③ 経営目標

イクシスLNGプロジェクトをはじめとする石油・天然ガス分野における国内外プロジェクトの安全・安定操業により、安定かつ堅実な収益及びキャッシュフローを創出してまいります。

一方で油価等の経営環境が見通しづらい現況を踏まえて、2024年12月期の経営指標についてはブレント原油平均価格でバレルあたり (a) 60ドルと、(b) 70ドルの2つの数値を基本とし、親会社株主に帰属する当期純利益 (a) 1,700億円、(b) 2,400億円を目指します。また、ROEについては (a) 6%程度、(b) 8%程度を目指し、事業の強靱化への不断の努力とともに、自己株式取得等も実施し、経営効率の継続的な向上を図ります。また、財務の健全性確保のために、有利子負債の削減を進め、ネットD/Eレシオ（イクシス下流IJVを含む）は現行の

65%程度から50%以下を目指します。

④ 資金配分

ブレント原油価格1バレル当たり60米ドル、為替レート110円/米ドルの前提で、2022年から2024年までの3カ年の探鉱前営業キャッシュフロー（イクシス下流IJVを含む）は1兆8,000億円程度を想定しており、これを「有利子負債削減」、「株主還元」、「成長投資」の順序で配分致します。有利子負債削減に5,000億円程度、株主還元で2,000億円程度、成長投資に1兆1,000億円程度を配分したいと思っております。成長投資については、ネットゼロ5分野の加速を図るべく約2割程度を配分し、石油・天然ガス分野で9,000億円、ネットゼロ5分野で2,000億円と致したく考えております。

なお、ブレント原油価格1バレル当たり70米ドル、為替レート110円/米ドルの前提では、探鉱前営業キャッシュフローが更に3,000億円程度増加する見込みであり、これについては、事業戦略の進捗、株主還元、財務体質等を総合的に勘案して戦略的に活用したいと考えております。

⑤ 株主還元

これまでは安定的な配当を基本に、配当性向は30%以上としてまいりました。今回新たに策定した中期経営計画においては、総還元性向40%以上を目途とし、1株当たりの年間配当金の下限を30円に設定するなど、安定的な配当を基本としつつ、事業環境、財務体質、経営状況等を踏まえた自己株式取得を含む、業績の成長に応じた株主還元の強化に取り組むことを基本方針としています。以上の新しい還元方針を踏まえ、2022年12月期の普通株式1株当たりの年間配当予想額は、2021年12月期末実績の48円から6円増配となる、54円（中間配当金27円、期末配当金27円）を予定しております。

⑥ 基盤整備

ネットゼロカーボンの実現に向けた技術基盤の整備の一環として、2022年4月に技術本部 技術研究所内に「INPEX Research Hub for Energy Transformation」

(略称「I-RHEX (アイレックス)」)を設立しました。I-RHEXは、石油天然ガス開発技術のクリーンエネルギー技術への応用や先進技術(CCUS、低コスト水素製造等)の研究開発を行う拠点です。当社の有する技術や人材の活用とともに、産官学連携による共同研究や技術開発を進め、当事業の推進と社会のEnergy Transformationに貢献できる、“開かれた”拠点を目指します。

一方でEnergy Transformationを進めるにあたり、当社グループ社員が仕事に臨む姿勢もまた進化させなければなりません。営業戦略については既存顧客との連携を強化する一方でカーボンニュートラルLNG等の新規顧客

開拓、従来の電力卸事業の強化に加えてマイクログリッド事業等に取り組むなど、様々な顧客ニーズに対応した営業力の強化を図ります。

また、HSE管理についても一層の向上を図るべく取り組みを進めるほか、人材については、INPEXグループ全体で「最高に働きがいのある会社」を目指し、職務型人事制度の導入、成長支援策の拡充、在宅勤務やフレックス制度等の職場づくりを進めます。加えて、水素CCUS事業開発本部を新設するなど事業環境や経営戦略に即して機動的に組織体制を改編してまいります。

▶「長期戦略と中期経営計画(INPEX Vision @2022)」については、P.26-37をご参照ください。

2022年12月期の業績見通し

2022年12月期の連結業績予想(2022年5月11日(決算発表日)時点)は、通期の平均原油価格が1バレル当たり85米ドル、為替レートが1米ドル当たり120円との前提

のもと、売上高は1兆8,510億円、親会社株主に帰属する当期純利益は3,000億円を見込んでいます。

INPEXの持続可能な成長に向けて

当社は2021年11月にサステナビリティ経営を推進する指針を社内外に示すために、従来の「企業行動憲章」を「サステナビリティ憲章」として更新しました。「サステナビリティ憲章」にはクリーンなエネルギーの安定供給、エネルギー構造変革への取組み、INPEXに関わる全ての人の安全管理の徹底、環境価値の創造、法令遵守など、INPEXが事業を遂行する大原則をまとめています。また、グループ内のサステナビリティ推進の要として、経営企画ユニットCSRグループをサステナビリティ推進グループに改編しました。昨今、企業は事業を通じて企業の持続的成長を追求すると同時に、社会・環境のサステナビリティ課題の解決に貢献することが求められています。2015年に国連サミットで採択されたSDGs(Sustainable Development Goals: 持続可能な開発目標)17目標の一つに「エネルギーをみんなに そしてクリーンに」が掲

げられ、地球上の全ての人に持続可能かつ近代的なエネルギーへのアクセスを確保することを目指しています。INPEXの「サステナビリティ経営」とは、いかなる時代においても、エネルギートランスフォーメーションを牽引する革新的なパイオニアとして、社会に不可欠なエネルギーをよりクリーンな形で安定的かつ効率的に供給し、ひいてはSDGsの達成に寄与することに他なりません。

ネットゼロカーボン社会に向けた国内外における様々な変化は、当社グループにとって新たな挑戦であるとともに、更なる飛躍の機会です。当社グループはINPEX Vision @2022を推進し、社会と環境に様々な価値を提供することで、INPEXグループの持続的な成長と企業価値の向上に努めてまいります。引き続き、ステークホルダーの皆様には変わらぬご支援を賜りますようお願い申し上げます。

財務・事業ハイライト (過去5年間との比較グラフ)

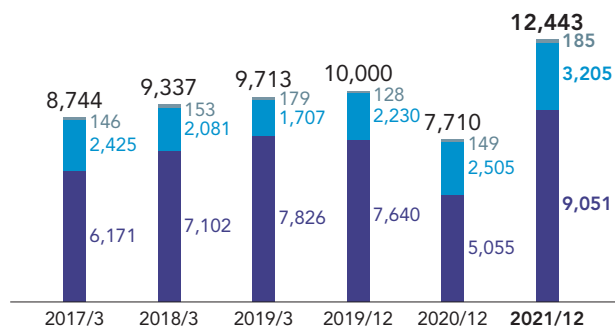
当社は、2019年度より決算期を3月31日から12月31日に変更しました。

決算期変更の経過期間となる2019年12月期は、2019年4月1日から2019年12月31日までの9カ月決算となっております。

収益性指標

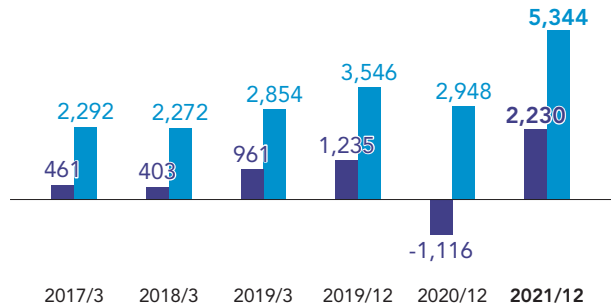
売上高

■原油(億円) ■天然ガス(億円) ■その他(億円)



親会社株主に帰属する当期純利益(損失)、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(損失)(億円) ■EBIDAX(億円)

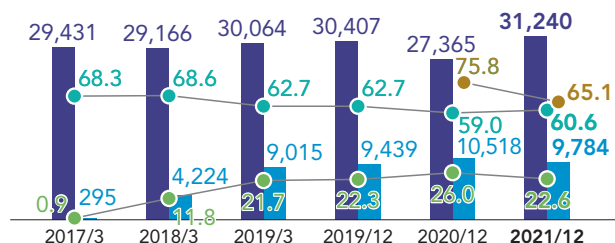


※EBIDAX(利払い・償却・探鉱費前利益)=当期純利益(損失)(非支配株主帰属分を含む)+法人税等調整額+(1-実効税率)×(支払利息-受取利息)+為替差損益+減価償却費+のれん償却額+生産物回収勘定(資本支出)の回収額+探鉱費+探鉱事業引当金繰入額+生産物回収勘定引当金繰入額-生産物回収勘定引当金戻入益+減損損失

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/ネットD/Eレシオ

■自己資本(億円) ■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(%) ●ネットD/Eレシオ(%)



※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)
※ネットD/Eレシオは、持分法適用会社のイクシス下流事業会社(Ichthys LNG Pty Ltd)を含む数値であり、制度会計ベースとは異なる。2020年12月期以降データ掲載。

営業キャッシュ・フロー、探鉱投資前営業キャッシュ・フロー

■営業キャッシュ・フロー(億円) ●探鉱投資前営業キャッシュ・フロー(億円)

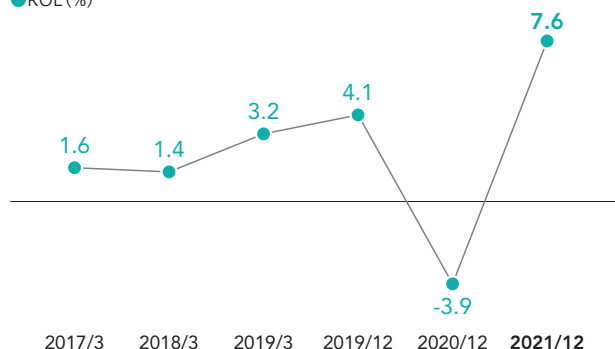


※探鉱投資前営業キャッシュ・フローは、持分法適用会社のイクシス下流事業会社(Ichthys LNG Pty Ltd)を含む数値であり、制度会計ベースとは異なる。2020年12月期以降データ掲載。

効率性指標

株主資本利益率(ROE)

●ROE(%)

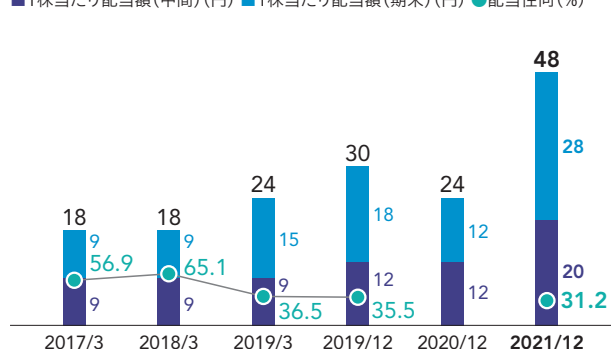


※株主資本利益率(ROE)=親会社株主に帰属する当期純利益(損失)/自己資本の期首と期末の平均値

投資指標

1株当たり配当額、配当性向

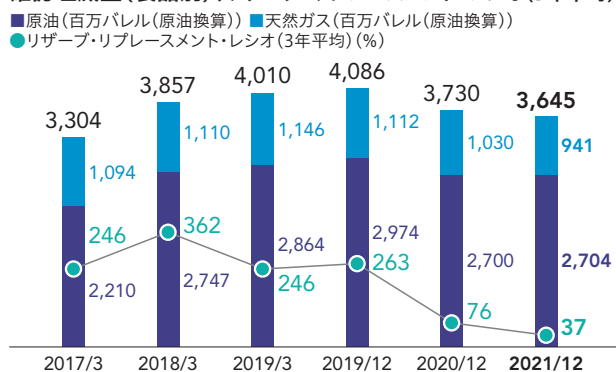
■1株当たり配当額(中間)(円) ■1株当たり配当額(期末)(円) ●配当性向(%)



※2020年12月期の配当性向は、当期純損失となったため掲載しておりません。
※2021年12月期は、約700億円の自己株式取得を実施したことにより、総還元性向は61.9%

埋蔵量・生産量指標

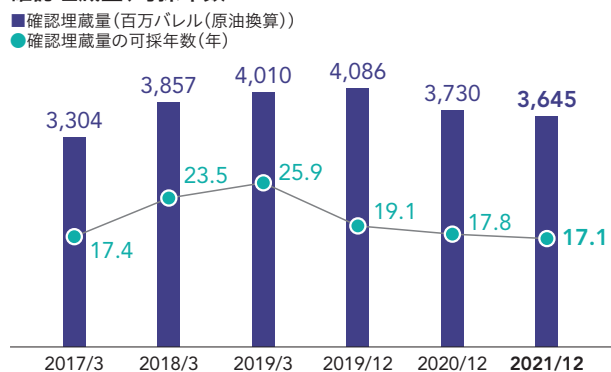
確認埋蔵量(製品別)、リザーブ・リプレースメント・レシオ(3年平均)



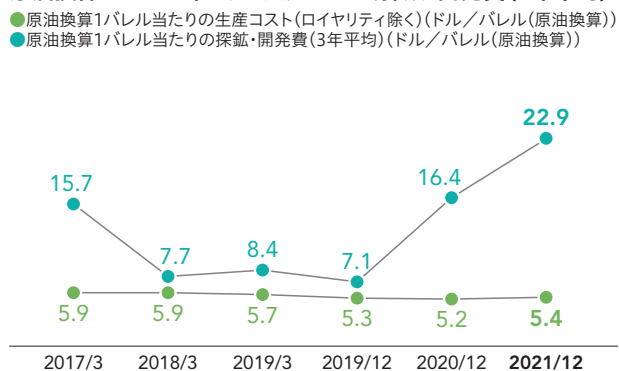
※埋蔵量は、持分法適用関連会社を含む当社グループの主要なプロジェクトを対象とし、今後の開発投資が巨額であり、将来の業績への影響が大きいと考えられるプロジェクトについては、DeGolyer&MacNaughton社にて、その他については自社にて評価・算定した数量です。

※確認埋蔵量は、米国証券取引委員会(SEC)規則に従い評価した数量です。

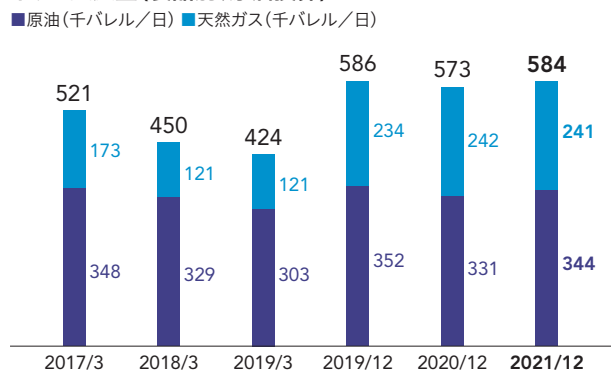
確認埋蔵量、可採年数



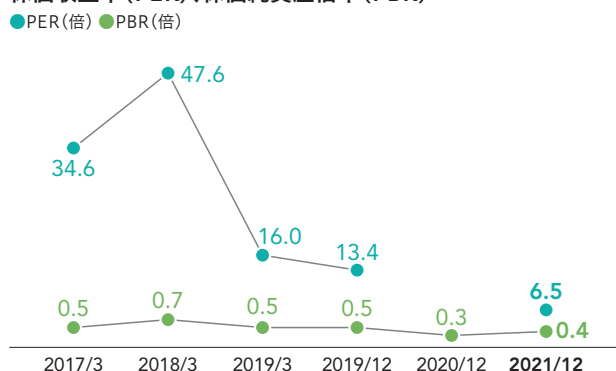
原油換算1バレル当たりの生産コスト、探鉱・開発費(3年平均)



ネット生産量(製品別、原油換算)

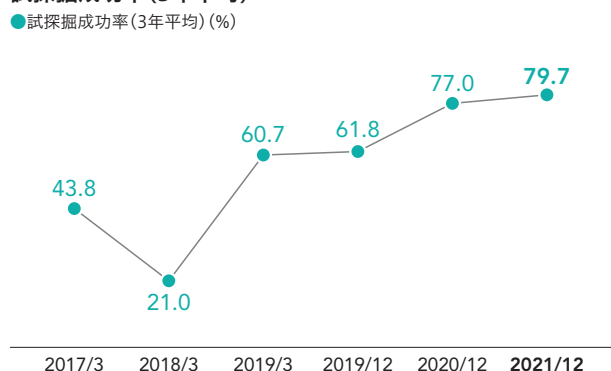


株価収益率(PER)、株価純資産倍率(PBR)



※2020年12月期の株価収益率(PER)は、当期純損失となったため掲載していません。

試探掘成功率(3年平均)



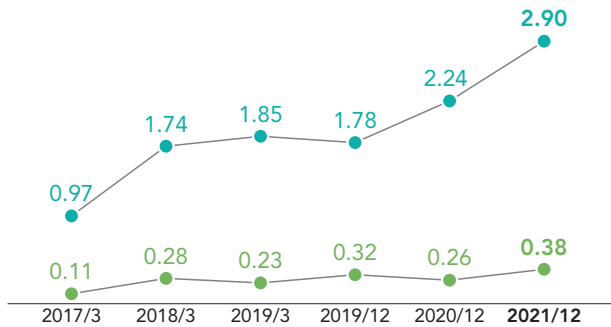
サステナビリティハイライト

▶ 各種ESGデータについては、「サステナビリティレポート2022」に更に詳しくまとめておりますので、ご参照ください。

サステナビリティレポート ▶ <https://www.inpex.co.jp/csr/csr/>

LTIR, TRIR

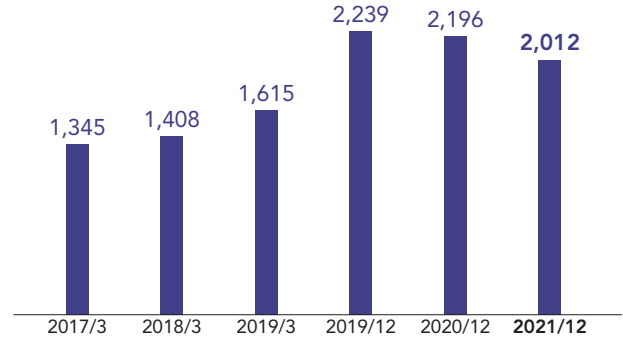
● LTIR ● TRIR



※LTIR (Lost Time Injury Rate): 百万労働時間当たりの死亡災害と休業災害の発生頻度
 ※TRIR (Total Recordable Injury Rate): 百万労働時間当たりの死亡災害、休業災害、不慮災害及び医療処置を要する労働災害の発生頻度

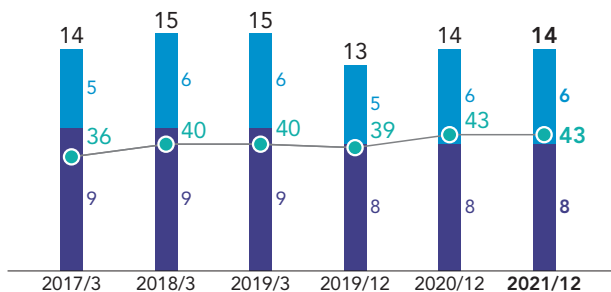
社会貢献活動投資額

■ 社会貢献活動投資額(百万円)



取締役人数と社外取締役の全取締役に占める割合

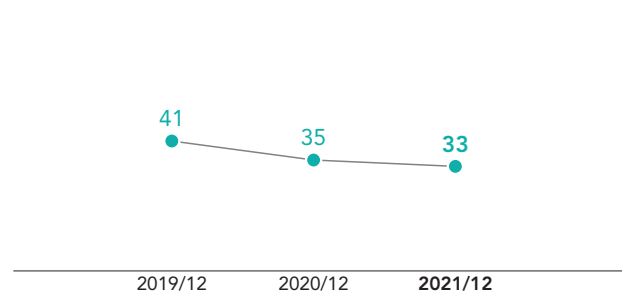
■ 社内取締役(人) ■ 社外取締役(人)
 ● 社外取締役の割合(%)



※2019年12月期は2019年4月から12月までの9ヵ月決算ですが、本ページでは2019年1月から12月までの集計データを掲載しています。

温室効果ガス排出原単位

● 温室効果ガス排出原単位(kg-CO₂e/boe)



外部評価

当社は、情報開示を通じたステークホルダーの皆様との対話を重視しており、第三者による評価に積極的に対応しています。当社が構成銘柄に採用されている主なESGインデックスや社外からの評価は下に示すとおりです。

FTSE4Good Developed Index, FTSE4Good Japan Index 	FTSE Blossom Japan, FTSE Blossom Japan Sector Index 	MSCI ESG Leaders Indexes 	MSCIジャパンESGセレクトリーダーズ指数, MSCI日本株女性活躍指数(WIN)
S&P/JPX カーボン エフィシエント 指数 	CDP2021 「気候変動」スコア:A- 	「S&P Global Sustainability Award 2022」で「Yearbook Member 2022」に選定 	環境省「ESGファイナンス・アワード・ジャパン」で「環境サステナブル企業」に選定

第1回 INPEXグリーンボンド 年次レポート

(対象期間 2021年10月～2021年12月)

2022年6月30日 株式会社INPEX

1. 年次レポートサマリー

当社は2021年10月15日に第1回 INPEXグリーンボンドを発行しました。同グリーンボンドは、当社が、2050年のネットゼロカーボン社会を展望した長期的な経営の方針を策定した「今後の事業展開-2050ネットゼロカーボン社会に向けて-」に基づくCO₂削減の推進を企図したものです。

同グリーンボンドによる調達資金の手取金100億円のうち96.7億円が2021年12月31日までに気候ボンドイニシアチブ(CBI)の定める気候ボンド基準version3.0(CBSv3.0)等への適合が検証された下記のグリーンプロジェクトに充当されました。

全てのプロジェクトは2022年6月30日現在、順調に建設又は稼働中であり、環境改善効果(CO₂削減効果)が得られています。

1) グリーンプロジェクト

- 再生可能エネルギー：洋上風力・地熱の再生可能エネルギーの開発、建設、運営、改修に関する事業

2) 検証基準

- CBSv3.0及び以下の技術基準
 - ・ The Marine Renewable Energy Sector Eligibility Criteria of the Climate Bonds Standard (July 2020)
 - ・ Geothermal Energy and the Climate bond Standard (version1.0)
- グリーンボンド原則(GBP、2021)
- 環境省グリーンボンドガイドライン(GBGLs、2020)

2. 資金充当状況 表-1 第1回 INPEXグリーンボンド資金充当状況(2021年12月時点)

No.	プロジェクト分類	資金充当額(リファイナンス額)	資金未充当額
1	第1回 INPEXグリーンボンド 対象適格プロジェクト	96.7億円(52.3億円)	3.3億円

※未充当資金(3.3億円)は、調達資金の管理手順に従い、現金預金として管理しています。

3. プロジェクト適格性評価結果

当社は、表-1に示すグリーンプロジェクトがCBSv3.0及び関連する技術基準(1項2)を参照)に対し、継続して適合していることを、再生可能エネルギー・新分野事業本部、経営企画本部及び財務・経理本部より確認しました。また、充当対象となったグリーンプロジェクトは、債券発行前検証でCBI認定レビュー機関により適格性を評価済みのプロジェクトです。

4. 環境改善効果 表-2 第1回 INPEXグリーンボンド環境改善効果(対象期間:2021年10月～2021年12月)

No.	プロジェクト分類	設備容量(当社持分)	環境改善効果 CO ₂ 削減量
1	第1回 INPEXグリーンボンド 対象適格プロジェクト	415MW(68.7MW)	58,547t-CO ₂ * [※]

全てのプロジェクトは2022年6月30日現在、順調に建設・稼働しています。

■ 環境改善効果の算出方法 2021年10月～2021年12月の発電実績に基づく試算(適宜、対象期間を考慮して算出)

※：地熱発電による発電量実績に基づくCO₂削減効果試算結果

CO₂削減量=発電実績(MWh)×CO₂排出係数(t-CO₂/MWh)

CO₂排出係数は、当該実施国の平均CO₂排出係数から、プロジェクト実行に伴うCO₂排出係数を差し引いた値を使用しています。

5. 発行後検証

本グリーンボンドはCBSv3.0の要求事項に従い、CBI認定第三者機関であるDNV ビジネス・アシュアランス・ジャパン株式会社(DNV)による発行後検証を受け、本グリーンボンドが継続してCBSv3.0をはじめとする各種関連する基準に適合していることを確認しました。CBI認定第三者機関による発行後検証結果は、統合報告書で公開しています。

ユーラシア

売上高

116,959 百万円

営業利益

30,909 百万円

確認埋蔵量
(原油換算)

324 百万
バレル

ネット生産量
(原油換算)

55 千
バレル/日

オスロ
(ノルウェー)

ロンドン
(イギリス)

ヌルスルタン
(カザフスタン)

新潟
東京

アブダビ
(アラブ首長国連邦)

シンガポール
(シンガポール)

ジャカルタ
(インドネシア)

ダーウィン
(オーストラリア)

パース
(オーストラリア)

中東・アフリカ

売上高

618,161 百万円

営業利益

376,065 百万円

確認埋蔵量
(原油換算)

2,230 百万
バレル

ネット生産量
(原油換算)

231 千
バレル/日

国内外における主な当社グループ会社の本店・事務所

注：売上高及び営業利益の金額は単位未満を切り捨てて表示しています。確認埋蔵量の数値は単位未満を四捨五入して表示しています。

米州

売上高 **24,240** 百万円

営業利益 **10,276** 百万円

確認埋蔵量
(原油換算)
38 百万
バレル

ネット生産量
(原油換算)
13 千
バレル/日

日本

売上高 **130,089** 百万円

営業利益 **11,464** 百万円

確認埋蔵量
(原油換算)
130 百万
バレル

ネット生産量
(原油換算)
23 千
バレル/日

サンアントニオ
(アメリカ) ヒューストン
(アメリカ)

リオデジャネイロ
(ブラジル)

アジア・オセアニア

売上高 **363,989** 百万円

営業利益 **175,542** 百万円

確認埋蔵量
(原油換算)
924 百万
バレル

ネット生産量
(原油換算)
262 千
バレル/日

INPEXの事業

当社は、石油・天然ガス事業とネットゼロ事業を展開しています。基盤である石油・天然ガス分野においては、強靱化とクリーン化を推進することで、引き続きエネルギー開発・安定供給の責任を果たしつつ、ネットゼロ5分野においては、各事業を加速的に拡大し、信頼される主要なプレイヤーとしての地位を確保してまいります。

石油・天然ガス分野

当社の基盤事業は、地下に存在する原油・天然ガスを見つけ、採り出す石油・天然ガス上流事業です。なお、石油・天然ガス事業は、川の流れたとて、石油・天然ガスの探鉱・開発を行う「上流事業」、生産物の輸送を行う「中流事業」、精製・販売を行う「下流事業」に分けられます。



石油・天然ガスとは 石油や天然ガスは、生物の死骸などの有機物が海や湖の底に堆積し、それが地中の熱や圧力により変質してできたといわれています(有機起源説)。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小さいため、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。

ネットゼロ5分野

ネットゼロカーボン社会の実現に向けて、温室効果ガスの排出量削減に貢献するソリューションを提供する事業です。

石油・天然ガス分野のCO₂低減 (CCUS)

CCS^{※1}事業とは、CO₂を分離回収し、地中深くの安定した地層に入れ、長期にわたって貯留する事業です。CCUS^{※2}事業とは、CCSに加え、回収したCO₂を使って石油・天然ガスの回収率向上に利用したり、CO₂を新たな製品やエネルギーに変える事業です。

水素・アンモニア事業

水素・アンモニア事業とは、燃焼時にCO₂を排出しないエネルギーである水素・アンモニアを製造・供給する事業です。

中でも、天然ガス等を原料として水素を製造・販売し、製造過程で発生するCO₂はCCS/CCUSにて地中に貯留する事業をブルー水素事業と呼びます。

水素をアンモニアに変換して輸送・販売する事業がアンモニア事業であり、アンモニアは、水素と比べて液化がしやすく、輸送技術も確立しているため、水素のエネルギーキャリアとして有望視されるとともに、火力発電所における混焼等、アンモニアを直接燃料として利用する需要も見込まれています。

カーボンリサイクル・新分野事業

カーボンリサイクルとは、メタネーションや人工光合成などCO₂を資源として捉え、有価物として再利用することです。

メタネーションは、CO₂と水素からメタンを合成する技術であり、CO₂排出量を増加させずにエネルギー源となるメタンを製造できます。

新分野事業としては、施設点検におけるドローン活用に向けた研究開発などに取り組んでおります。

ネットゼロ5分野

CO₂石油・天然ガス分野のCO₂低減 (CCUS)H₂

水素・アンモニア



再生可能エネルギー



カーボンリサイクル・新分野



森林保全

森林保全事業

森林保全事業とは、森林保全や植林を通じCO₂排出削減やCO₂の吸収につながる事業です。加えて貴重な生物多様性や水源の保全、土壌浸食の低減、地域住民の貧困緩和・生計向上等、相乗効果である“Cobenefits”が期待でき、国連が提唱するSDGsへ広く貢献することができます。

※1 CCS : Carbon dioxide Capture and Storage

※2 CCUS : Carbon dioxide Capture, Utilization and Storage

INPEX at a Glance

当社の強みを活かし、石油・天然ガス分野とネットゼロ5分野を強力に推進し、両者のシナジーを追求してまいります。

1

世界に広がる事業ポートフォリオで 日本・世界に安定的なエネルギーを供給

当社は、日本の年間エネルギー消費量の約1割に相当する規模の石油・天然ガスを世界各国で日々生産しております。



2

エネルギートランスフォーメーションを実現する 中長期戦略—INPEX Vision @2022

当社は、Energy Transformationのパイオニアとして、石油・天然ガスから水素、再エネ電力まで多様でクリーンなエネルギーを安定供給し、ネットゼロカーボンを理想から現実に変えていきます。

3

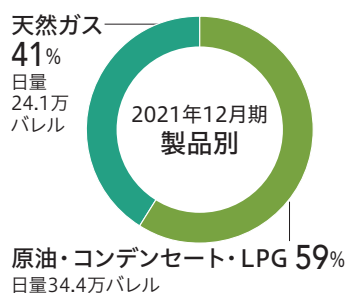
多様な価値観を持つグローバル人材で形成される チャレンジ精神あふれる企業風土

グローバル企業として責任ある経営を持続的に強化していくためには、働く人材の多様化及びグローバルに価値観を共有できる人材の育成が重要と考えております。その実現に向けて各種人事政策をグローバルな視点で推進し、組織パフォーマンスの最大化を図るため、人材の多様性の確保に取り組んでいます。

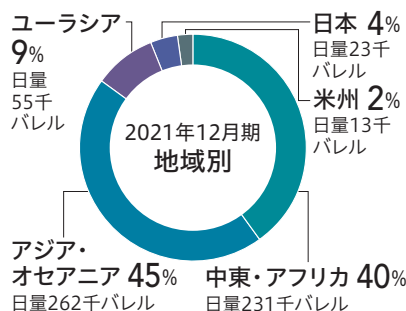
4

ネットゼロカーボンを実現する 高い技術力と研究開発体制

技術研究所にINPEX Research Hub for Energy Transformation (I-RHEX) を設立し、石油・天然ガス分野の技術をクリーンエネルギー技術へ転用・応用することや、CCS/CCUS、水素事業などにおける先進技術の獲得を目指し、研究開発を推進しております。



2021年12月期
ネット生産量
日量
58.4万
バレル



関連ページ

INPEX Vision @2022

長期戦略

コアエリアの設定による
事業ポートフォリオの集中

▶ P.28へ

コアエリア別
プロジェクトの状況

▶ P.62へ

2030年
排出原単位
30%以上低減

当事業の温室効果ガス排出原単位（Scope1+2）を2030年に2019年比で30%以上低減することを目指します。

2050年
ネットゼロ
へ挑戦

当事業から排出される温室効果ガス（Scope1+2、当社権益分）を2050年までにネットゼロとすることを目指します。

関連ページ

INPEX Vision @2022

▶ P.26へ

グループ従業員数
3,189名
(2021年12月末現在)

多様な人材構成

海外も含めた当社グループ
全体の女性従業員比率

約**19.2%**
(611名)

海外も含めた当社グループ
全体の外国人従業員比率

約**37.2%**
(1,185名)

(2021年12月末現在)

関連ページ

サステナビリティ 特集2
人材戦略

▶ P.48へ

研究開発活動費
4億900万円 (2021年
12月期実績)

産官学連携パートナー数

約**35** (2021年
12月期累計)

技術研究所所属R&D人員

35名 (2022年
4月1日時点)

関連ページ

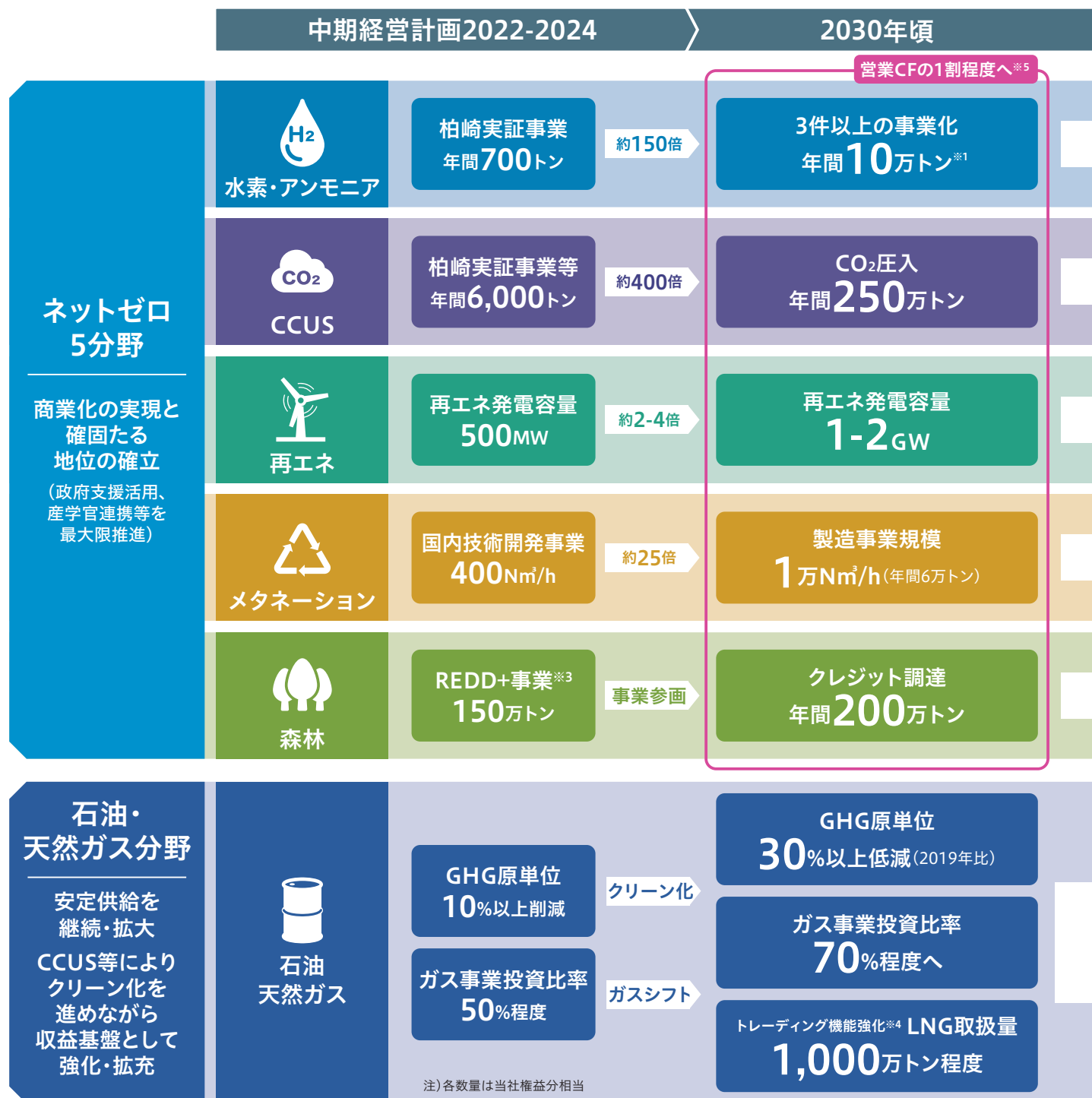
INPEX Vision @2022
中期経営計画2022-2024
経営基盤強化に向けた取組み

▶ P.36へ

INPEX Vision @2022 長期戦略

2030年・2050年になりたい姿

当社は、2050年のネットゼロカーボン社会に向けて、2030年においてネットゼロカーボンを理想から現実に変えていきます。石油・天然ガスは経済社会活動に引き続き不可欠なエネルギー源として、その安定供給を図ります。特にアジアを中心として堅調な需要が想定される天然ガスは、CCUSの導入等により徹底したクリーン化を進めながら、収益基盤とし

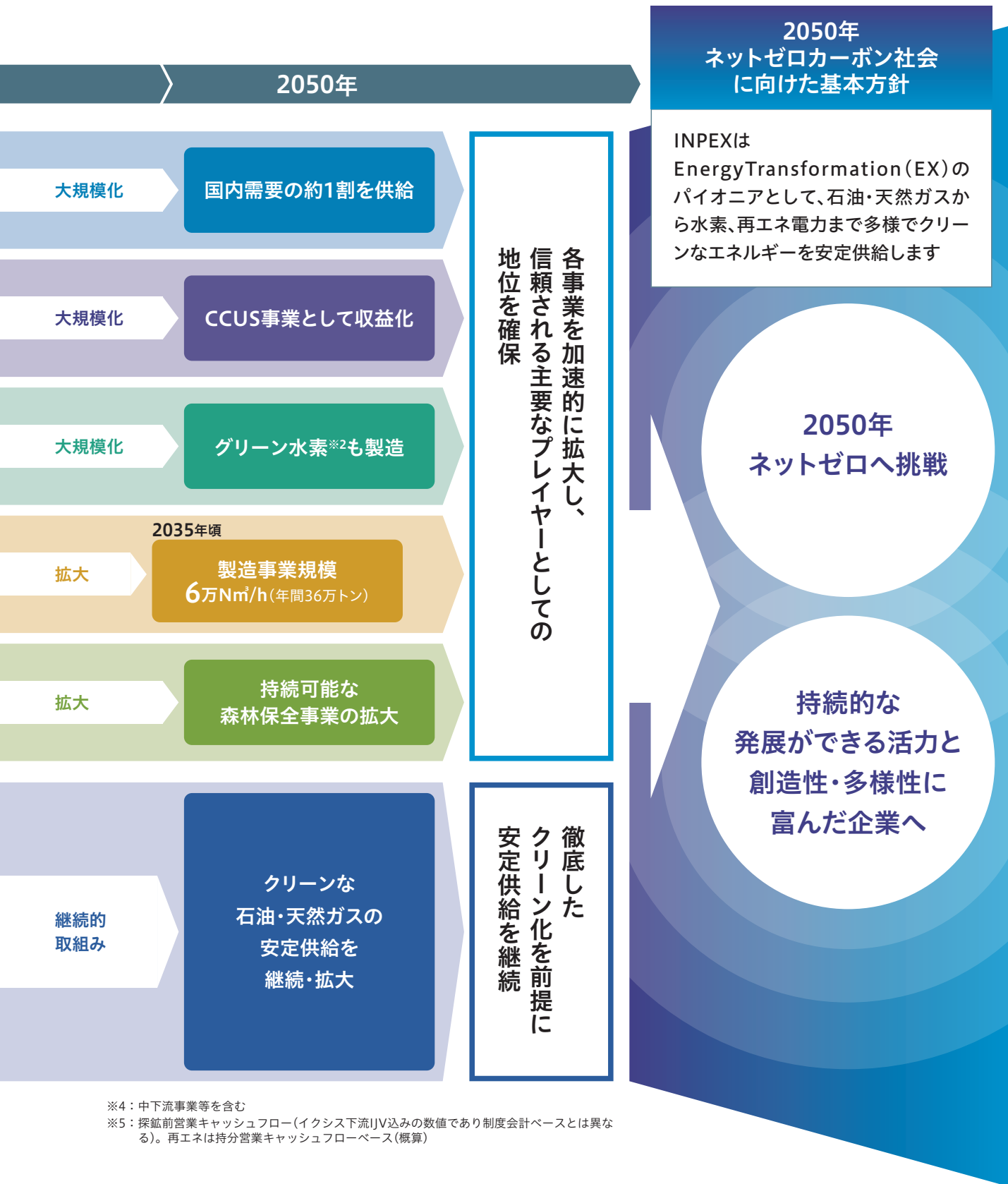


※1：アンモニアは水素換算

※2：風力等の再生可能エネルギーを利用し、水を電気分解することで製造される水素

※3：Reducing Emissions from Deforestation and forest Degradation Plus：森林減少・劣化の抑制によるCO₂排出削減に加え、森林管理を通じた劣化防止及び植林等による炭素ストックの積極的増加も含むCOP16の「カンクン合意」(2010年)で定める概念

て強化・拡充します。また、ネットゼロ5分野において商業化を実現し、それぞれの事業で確固たる地位を確立することを目指します。



※4：中下流事業等を含む

※5：探鉱前営業キャッシュフロー(イクシス下流IJV込みの数値であり制度会計ベースとは異なる)。再エネは持分営業キャッシュフローベース(概算)

コアエリアの設定による事業ポートフォリオの集中

当社は従来、石油・天然ガス分野のコアエリアを設定しておりましたが、今回新たにネットゼロ5分野も合わせ、豪州、アブダビ、東南アジア、日本、欧州の5地域をコアエリアとして設定致しました。既存事業のアセット、ネットワーク、技術等の事業基盤を活かしたシナジーを追求するとともに、経営資源を集中させることにより事業の効率性を向上させてまいります。

 石油・天然ガス
  水素・アンモニア
  CCUS
  風力
  地熱
  メタネーション
  森林

欧州

石油・天然ガス分野：
ノルウェー事業等

再生可能エネルギー：
ルフタダウネン・ボル
セレIII/IV洋上風力事業
(オランダ)



©Equinor

欧州

アブダビ

東南アジア

日本

豪州

アブダビ

石油・天然ガス分野：
ザクム油田、陸上油田等

水素・アンモニア：
クリーンアンモニア事業
共同調査

CCUS：
アブダビCO₂EOR事業化
を目指す



注) 地図上に印されているアイコンは、当該エリアにおいて既にアセットを保有、あるいは現在、具体的な計画があることを示している。

日本



石油・天然ガス分野：
南長岡ガス田等

水素・アンモニア：
水素・アンモニア製造・
利用一貫実証(新潟県柏崎市)

CCUS：
南阿賀CO₂EOR実証(新潟県)

再生可能エネルギー：
洋上風力事業(長崎県五島沖)、
地熱発電事業(秋田県小安地域)

カーボンリサイクル・新分野：
メタネーションの技術開発



東南アジア



石油・天然ガス分野：
アバディLNGプロジェクト
(インドネシア)等

CCUS：
タイ国におけるCCS事業化検討

再生可能エネルギー：
サルレー地熱発電事業、
ムアララボ地熱発電事業
(インドネシア)

森林保全：
Rimba Raya Biodiversity Reserve
REDD+プロジェクト(インドネシア)



豪州



石油・天然ガス分野：
イクシスLNGプロジェクト等

水素・アンモニア：
クリーン水素プロジェクト検討

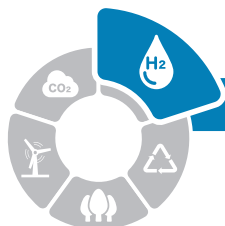
CCUS：
イクシスLNGプロジェクトCCS導入
を目指す

カーボンリサイクル・新分野：
人工光合成の有効性検証

森林保全：
植林、サバンナ火災管理



ネットゼロ5分野における目標・取組み



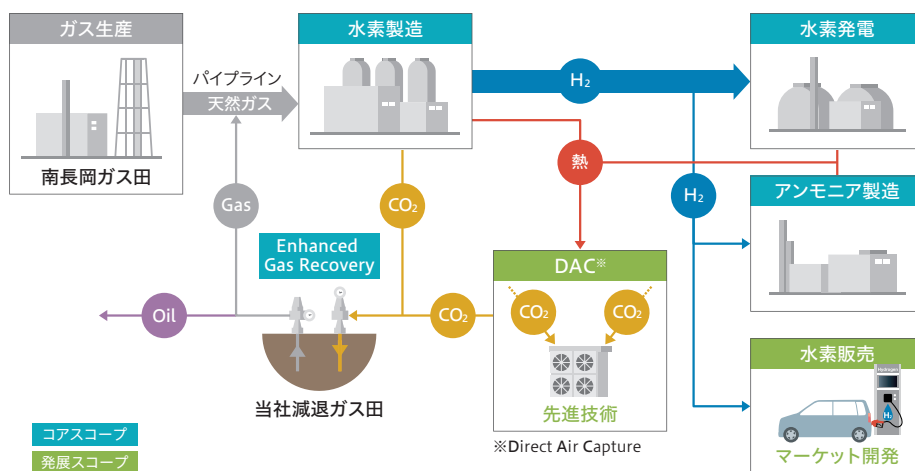
水素・アンモニア 水素事業の展開

2030年頃までに3件以上の事業化を実現し、年間10万トン以上の水素・アンモニアの生産・供給を目指す

新潟県柏崎市での水素・アンモニア製造・利用一貫実証

- ブルー水素^{※1}・アンモニア製造実証プラントを建設し、2024年中の運転開始を目指す。

※1：天然ガス等の資源を改質して得られる水素で、同時に発生するCO₂はCCUS等の技術で回収及び貯留を行う。



新潟県におけるブルー水素商業化

- 左記成果を基盤に、当社天然ガス田及び既存インフラを活用したブルー水素製造プラントを建設し、2030年頃までに商業化を目指す(10万トン規模^{※2})。

※2：プロジェクトベース

アブダビにおけるクリーンアンモニア事業

- 現在実施中の共同調査(ADNOC^{※3}/JERA/JOGMEC)の結果を踏まえて、大規模なクリーンアンモニア製造プラントをADNOC等と協力して建設し、2020年代後半からの供給を目指す。

※3：Abu Dhabi National Oil Company; アブダビ国営石油会社

海外(豪州・アブダビ・インドネシア等)でのクリーン水素プロジェクト

- 海外大型事業の開発を目指し、事業性検討や協業による事業拡大を推進。水素製造・液化・出荷事業への参画等検討中。



CCUS 石油・天然ガス分野のCO₂低減(CCUS)

2030年頃にCO₂圧入量年間250万トン以上達成を目標とし、技術開発・事業化を推進することで、CCUS分野におけるリーディングカンパニーを目指す

南阿賀CO₂EOR^{※1}実証(新潟県)

- CO₂の圧入試験を2023年までに開始し、開発中のEOR効率改善技術^{※2}の確立を図り、国内におけるCCUS技術の拡大と海外油田でのEOR技術の展開を目指す。

※1：Enhanced Oil Recovery; 原油増進回収

※2：CO₂フォームEOR技術

アブダビCO₂EOR事業化

- ADNOCとともに、アブダビ陸上鉱区の現状年間80万トンのCCUS能力の増強を目指す。

国内外における事業化推進

- 石油・天然ガス分野における経験・知見・アセット等を基盤に、国内外における適地調査、技術開発等を実施し、CCSビジネスの事業化を目指す。

イクシスLNGプロジェクトCCS^{※3}導入(豪州)

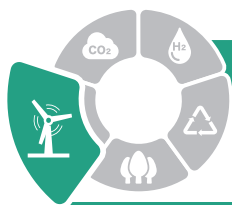
- 2020年代後半に導入し、第一段階として年間200万トン以上^{※4}のCO₂の圧入を開始する。
- ダーウィンでのCCSハブ事業の実現に向けて主導的な役割を果たす。

※3：Carbon Capture and Storage; CO₂回収・貯留

※4：プロジェクトベース(当社権益分相当：イクシス年間約130万トン)



イクシスガス・コンデンセート田の位置
 ・西豪州北西大陸棚沖合ブラウズ堆積盆
 ・西豪州の沖合約200km



再エネ 再生可能エネルギーの強化と重点化

洋上風力・地熱発電事業を中心に、1-2GW規模の設備容量確保を目標に、M&A等により取得したアセットをプラットフォームとして事業を加速的に拡大し、主要なプレイヤーとなることを目指す

風力

■ 浮体式洋上風力発電事業のメインプレイヤーへ

- オランダ洋上風力ルフトダウネン、ボルセレIII/IVの株式を取得。
- 欧州他有望地域の風力発電事業に参入し、人材等のアセットを確保し、プラットフォームとする。
- 2021年6月に五島沖洋上風力(長崎県)の選定事業者に決定。国内初の洋上風力事業として、2024年の操業開始に向けた開発を進める。
- 特に浮体式洋上風力発電事業の分野において、主要なプレイヤーとなることを目指す。



ルフトダウネン洋上風力発電所

地熱

■ 国内及びインドネシアを中心として更なる拡大を目指す

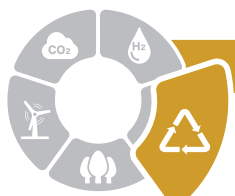
- インドネシアにおける地熱開発を進め、2021年12月に参画したムアララゴ地熱発電事業において、追加開発を検討する。
- 小安(秋田県)では、発電所の建設を決定し、2027年3月の運転開始に向けて開発を進める。
- 阿女鱒岳(北海道)の調査を継続するほか、日本・インドネシアにおける新規事業を追求する。



ムアララゴ地熱発電所

■ 技術開発

- 次世代型の地熱開発技術等、多様な地熱事業の実用化に向けた検討を進める。



メタネーション カーボンリサイクルの推進と新分野事業の開拓

メタネーションの社会実装を推進し、2030年を目途に年間6万トン程度※1のリサイクル合成メタンを当社パイプラインで供給することを旨すとともに、更なる発展を追求 ※1：約20万世帯相当

■ メタネーション※2

- 過去の実証試験の成果※3を活用し、更に大規模な400Nm³/hのプラントを新潟県長岡市に建設。2025年に合成メタンの生産を開始し、当社ガスパイプラインで需要家に供給する。
- その後、更なる発展を追求し、豪州で1万Nm³/h規模の設備を建設。2030年頃を目途に、合成メタンを国内に輸送し、ガスパイプラインで需要家に供給することを旨とする。



越路原プラント内の実証設備

※2：水を電気分解して水素を生産し、高濃度CO₂や天然ガス生産時の随伴CO₂を触媒によってメタンに変換

※3：8Nm³/hの技術実証プラントを建設・運転

■ メタン直接分解

- 研究開発の推進や将来の事業化に向けて検討する。

■ 人工光合成※4

- NEDO※5の「人工光合成化学プロセス技術研究組合」に参画し、触媒反応を利用したソーラー水素製造の技術開発を担当。
- 最終的に太陽光エネルギー変換効率10%を目標に研究開発を推進、今後実用化を検討する。
- イクシスの陸上プラントがある豪州ダーウィンのサイトにて実証実験を実施。



豪州ダーウィンのサイトにおける実証実験

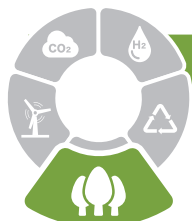
※4：人工光合成パネルの表面に設置された光触媒を用いて、太陽光により水を酸素と水素に分解し、発生した水素を燃料・原料等に利用

※5：国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構

■ ドローン

- 出資先スタートアップ企業であるテラドローン株式会社等と協業し、ドローンなどのエアモビリティを用いて設備点検の自動化などを旨とする「INPEX - Terra Drone Intelligent Drone構想」の実現も見据えて、当社施設の点検におけるドローン活用に向けた研究開発を推進中。

- 他、クリーンエネルギー領域にて、社内ベンチャー制度や国内外スタートアップ、大学等との協業を通じた新事業を検討中。

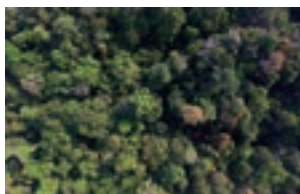


森林 森林保全の推進

森林保全によるCO₂吸収を目的とした事業を、支援から事業参画へ強化・拡充

■ 森林保全事業での事業参画を目指す

- Rimba Raya Biodiversity Reserve REDD+プロジェクトの支援によるクレジットの取得やイクシスにおける植林・サバンナ火災管理等の成果と経験を活用し、優良なREDD+を中心とする森林保全事業からのクレジット取得に加えて、今後は事業参画を目指す。



Rimba Raya Biodiversity Reserve REDD+プロジェクト地域の森林

■ ネットゼロ目標及びScope3の削減に向けた取組みを強化

- Rimba Raya Biodiversity Reserve REDD+プロジェクト等の優良な森林保全事業から、年間200万トン程度のクレジットを安定的に確保する。
- 石油・天然ガス分野のクリーン化、天然ガスシフト、CCUS、水素・アンモニア、再生可能エネルギー、カーボンリサイクル等によるネットゼロ目標への取組みを補完する。
- カーボンニュートラルLNG・ガス等の顧客への販売を通じてScope3を削減する。



オランウータン保護支援(保護キャンプ建設中)

石油・天然ガス分野における目標・取組み

当社の主力事業である石油・天然ガス分野においては、コアエリアへの選択と集中、天然ガスシフト、強靱化とクリーン化を一体で推進し、クリーンなエネルギーの安定供給を目指してまいります。

コアエリアへの選択と集中

- 資金・人材等のリソースをコアエリアに集中させることにより**事業の効率性を向上**させる。
- コアエリア以外については、バランスの取れたポートフォリオの構築を目指すため、**資産売却も含めて検討**する。

石油・天然ガス

「コアエリアへの選択と集中」・「天然ガスシフト」・「強靱化とクリーン化」を一体で推進し、**クリーンなエネルギーの安定供給**を目指す

天然ガスシフト

- ガス投資比率を現在の**50%程度から70%程度**の水準に引き上げ、ポートフォリオのガス比率を向上させる。これらにより、**日本の自主開発比率向上に貢献**する。
- 天然ガス開発事業は、アジア・オセアニアを中心に規模の拡大を図り、需要に応え、**水素・アンモニアプロジェクトへの原料供給や事業転換**の可能性も視野に入れる。
- 石油開発事業については、**早期生産・早期コスト回収・GHG原単位**等を重視し、厳選する。

強靱化とクリーン化

- コスト低減・ポートフォリオマネジメントにより、**低油価でも収益を上げられるような体制**に強化する。
- 2030年までに通常操業時の**ゼロフレア実現**を目指すとともに、CCUSの導入及び再生電力導入、省エネ、森林クレジットの活用等により、**プロジェクトのクリーン化**を徹底して進める。
- 操業のデジタル化により、**生産性向上・省力化**を実現し、**強靱化・クリーン化**を支援する。

豪州

- コアプロジェクトであるイクシスにおいては、2024年までに現在のLNG生産能力を更に引き上げ、年間930万トンを生産できる体制を構築する。
- 周辺探鉱や既発見アセットへの参入及び開発を加速し、長期的な生産量の維持を一層確実にした上で、2030年頃のイクシス陸上ガス液化プラントの拡張も視野に入れた更なる生産量拡大を目指す。



イクシス陸上ガス液化プラント

アブダビ

- アブダビ全体の生産能力増強計画(2030年に500万BD*)を踏まえて、生産能力増強と早期事業化を推進する。
- アラブ首長国連邦(UAE)の2050年ネットゼロ目標、ADNOCのGHG排出削減原単位目標(2030年までに25%減)の下、既存事業の低炭素化を推進する。
- 試掘に成功した陸上探鉱区Onshore Block4の評価作業を進め、早期の生産開始を目指す。



オフショア生産施設(下部ザクム油田)

※Barrel per Day：日量バレル生産量

東南アジア

- インドネシアのアバディについては、CCUSの導入等のクリーン化と更なるコスト低減策について包括的な検討を行い、競争力のあるクリーンなプロジェクトとして、2030年代初頭の生産開始を目指し、事業を推進する。
- 東南アジアにおける更なる天然ガス資源の獲得のため、ベトナム・マレーシア等において、事業機会を追求する。



アバディの掘削船

日本

- 2022年に島根・山口沖合及び南関原における天然ガス探鉱を実施し、結果を踏まえて早期の天然ガス資源の開発を目指す。
- 国内天然ガスパイプライン網については、新東京ライン延伸等により、供給体制の強靱化を図る。
- 直江津LNG基地については、ガス拡販や水素・アンモニアプロジェクトの推進に合わせて設備拡張を検討する。



直江津LNG基地

欧州

- 新規に取得したノルウェーアセットをプラットフォームとして安定した収入を確保するとともに、周辺の既発見アセットの開発促進、周辺探鉱機会の追求等により事業を拡大する。
- 浮体式洋上風力発電による海上生産施設へのクリーン電力の供給等※により、クリーンエネルギー技術の知見を深める。

※2022年、ハイウインド・タンベン洋上風力発電



生産施設から望むハイウインド・タンベン(完成予想図)

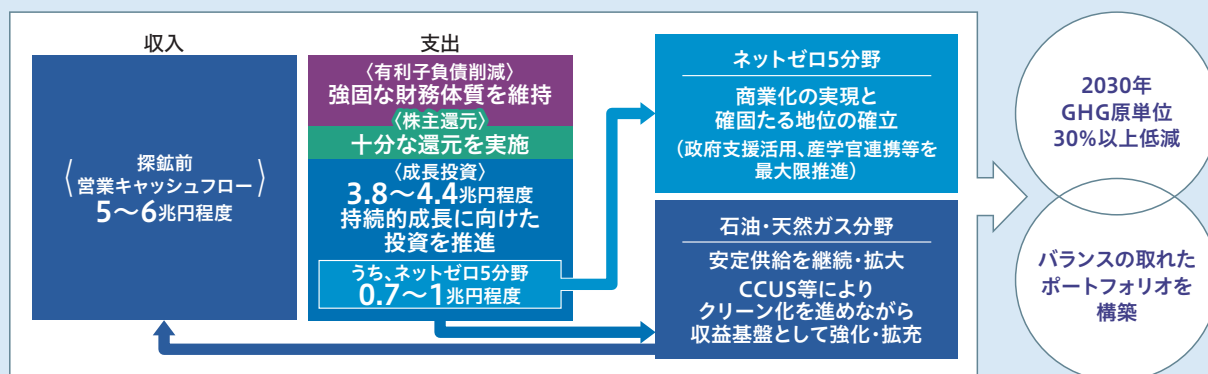
各プロジェクトの現状については、コアエリア別プロジェクトの状況をご参照ください。▶ P.62へ

資金配分 長期戦略～2022年から2030年の9カ年～

ブレント原油価格1バレル当たり60米ドルから70米ドルの前提で、2022年から2030年までの9カ年に探鉱前営業キャッシュフロー（イクシス下流IJVを含む）を5兆円から6兆円程度確保致します。このキャッシュフローにより、強固な財務体質を維持し、十分な株主還元を実施しつつ、持続的な成長に向けた投資を推進します。

成長投資に関しては、9カ年で3兆8,000億円から4兆4,000億円程度を投じ、その内ネットゼロ5分野に約2割に当たる7,000億円から1兆円程度を配分したく考えております。ネットゼロ5分野への投資を通じ、各事業において商業化を実現することで、2030年に営業キャッシュフローの1割程度を目指します（イクシス下流IJVを含む探鉱前営業キャッシュフロー。再生可能エネルギー事業からのキャッシュフローは持分営業キャッシュフロー概算）。

2022年-2030年(9カ年)の資金配分想定



※イクシス下流IJV込みの数値であり制度会計ベースとは異なる ※バレルあたり原油価格(Brent)60～70ドルを前提とした場合の概算値

INPEX Vision @2022 中期経営計画2022-2024

中期経営計画2022-2024の位置付けと目標

「INPEX Vision @2022」は長期戦略と中期経営計画2022-2024の二部で構成されます。長期戦略においては、2050年ネットゼロカーボン社会に向けた基本方針をお示しするとともに、2050年に向けて重要な節目となる2030年頃に当社が目指す姿とそのための具体的な取組みをお示ししています。中期経営計画2022-2024においては、2030年頃に当社が目指す姿の実現に向けて、重要なファーストステップとなる当初3カ年における具体的な方針と指標をお示ししています。

中期経営計画2018-2022の総括

- イクシスの安定操業を達成、石油・天然ガス分野のポートフォリオ強化
- オランダ洋上風力事業への参入をはじめエネルギートランジションへの対応が大きく進展

	2021年 12月期実績	中期経営計画2018-2022 における2022年12月期目標	
経営目標	売上高	12,443億円	13,000億円程度
	親会社株主に 帰属する当期純利益	2,230億円	1,500億円程度
	営業CF(制度会計)	4,454億円	4,500億円程度
	ROE	7.6%	5%以上
株主還元	年間配当/株	48円	●配当下限24円 ●業績成長に応じ段階的に還元強化
	配当性向	31.2% (総還元性向* 61.9%)	●配当性向30%以上
事業目標	ネット生産量 (原油換算、日量)	日量 58.4万バレル	日量 70万バレル
	RRR(3年平均)	37%	期間中100%を維持
	バレル当たり生産コスト (ロイヤリティを除く)	5.4米ドル/バレル	5米ドル/バレル へ向けて削減

※700億円の自己株式取得を含む総還元性向

中期経営計画2022-2024の 位置付け

長期戦略において掲げる2030年頃に当社が目指す姿の実現に向けて、中期経営計画2022-2024の3カ年で加速していきます。

「2030年頃に目指す姿」の実現に向け加速

ネットゼロ5分野

- 実証や研究を着実に推進
- 本格投資に向け準備を進める

石油・天然ガス分野

- 事業を安全・安定的に運営
- エネルギー安定供給に貢献し、収益・CFを確保

強固な経営基盤の確立

- 将来の投資やリスクに備え、財務体質を強固にするとともに、株主還元強化を図る
- 研究開発の強化や組織体制等を整備

経営目標

- イクシスをはじめとする国内外プロジェクトの安定操業により、安定的かつ堅実な収益・キャッシュフローを創出
- 有利子負債削減を進めることで財務健全性を確保し、将来のネットゼロ5分野の拡大、石油・天然ガス分野の資金所要に備える

親会社株主に帰属する当期純利益への油価・為替のセンシティブリティについては毎年の業績予想発表時に公表しております。

※1：為替前提：110円/米ドル ※2：1バレル当たりのプレント原油価格

※3：イクシス下流JV込みの数値であり制度会計ベースとは異なる

※4：事業面での不断の強靱化を図るとともに、自己株式取得等も含めて経営効率の継続的な向上に努める

指標	2024年12月期目標 ^{※1}	
	60米ドル ^{※2}	70米ドル ^{※2}
親会社株主に帰属する当期純利益	1,700億円	2,400億円
探鉱前営業CF ^{※3}	6,000億円	7,000億円
ROE ^{※4}	6.0%程度	8.0%程度
ネットD/Eレシオ ^{※3}	50%以下	

事業目標

- 基盤である石油・天然ガス分野の強靱化とクリーン化を推進することで、引き続き、エネルギー開発・安定供給の責任を果たし、日本及び世界のエネルギー需要に応え、ネットゼロカーボンに向けたファーストステップとする

※1：GHG原単位 = (エグイティシエア排出量(Scope 1+2) - オフセット) ÷ ネット生産量

※2：2019年排出原単位41.1kg/boeから30%以上低減

※3：barrels of oil equivalent；原油換算バレル

指標	2024年12月期目標
ネット生産量	日量70万バレルを上回る水準へ
バレル当たり生産コスト	5米ドル/バレル以下へ向けて削減
GHG原単位 ^{※1}	2030年目標 ^{※2} の達成に向け、3年間で10%(4.1kg/boe ^{※3})以上低減
安全	重大な事故ゼロ

株主還元

- 安定的な配当を基本としつつ、業績の成長に応じて、株主還元を強化する

■総還元性向は40%以上を目途とする。

■事業環境、財務体質、経営状況等を踏まえ、自己株式取得を実施する。

■短期的に事業環境等が悪化した場合でも、1株当たり年間配当金の下限を30円とする。



コアエリア別マイルストーン

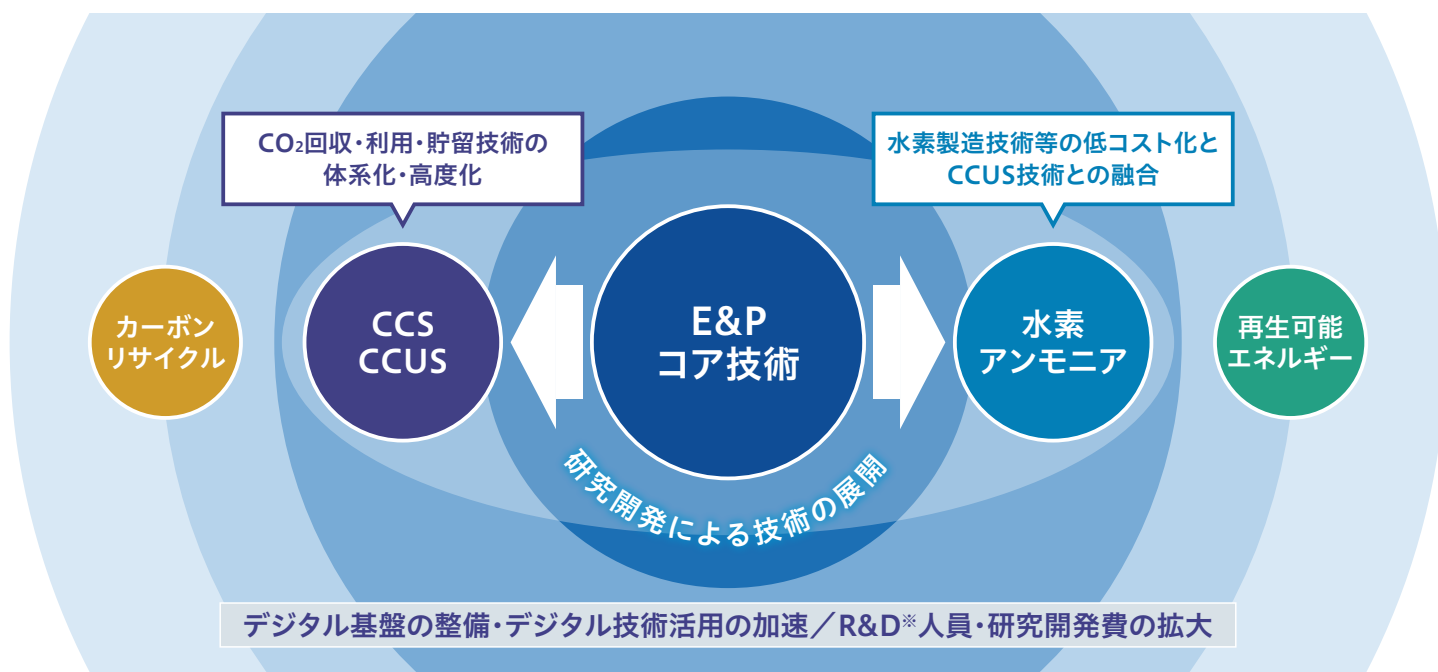
当社は、豪州、アブダビ、東南アジア、日本、欧州の5つの地域をコアエリアとし、エネルギーの安定供給、事業の強靱化、クリーン化に取り組んでまいります。

	2022年	2023年	2024年
豪州	■安定供給・強靱化 ■クリーン化		イクシス 2024年までにLNG生産能力を引き上げ年間930万トン安定生産できる体制を構築
	イクシス 周辺探鉱や既発見アセットへの参入及び開発を加速、2030年頃のイクシス拡張も視野に入れた更なる生産量拡大		新事業/再生可能エネルギー事業 2024年目途に森林保全事業を拡大
	CCSによるCO₂削減 CCS実施に向けた評価井掘削及び評価作業を実施/ダーウィンでのCCSハブ事業の実現に向けて主導的な役割を果たす		
	フレア削減、操業効率化 生産時のフレアと燃料ガスを最小化する施策を導入し、低炭素化操業を推進		
	新事業/再生可能エネルギー事業 豪州再エネ事業への積極的な参入/クリーン水素プロジェクトを推進		
アブダビ	既存生産アセット アブダビ陸上鉱区 200万BD、上部ザクム油田100万BD、下部ザクム油田 45万BD、サター/ウムアダルク油田 4.5万BDに向けて生産能力を増強/人員配置の最適化や新技術の導入(AI・DX他)により、生産コストの更なる削減		
	既存探鉱・開発アセット 試掘に成功した陸上探鉱鉱区Onshore Block4の評価作業を進め、早期の生産開始へ		
	既存生産アセットのクリーン化 オフショア施設電力を陸上からのクリーン電力で賄う等のクリーン化をADNOCとともに推進/ADNOCとともに、アブダビ陸上鉱区の現状年間80万トンのCCUS能力増強		
	クリーンアンモニア・水素事業 2020年代後半の生産を目指し、ADNOC/JERA/JOGMECと共同調査を推進/クリーン水素の事業機会を追求		
東南アジア		インドネシア・アバディ 経済性の強靱化とクリーン化を盛り込んだ開発計画改定案について政府・関係機関より2023年の承認を目指す	
	ガス探鉱・アセット獲得 アジアにおける更なる天然ガス資源の獲得のため、ベトナム・マレーシア等において、探鉱・M&Aを推進		
	アジアのガスバリューチェーンの確立 トレーディングと中下流投資を軸とした需要開拓を促進		タンゲーCCUS 2026年圧入開始に向けた最終投資決定(FID)予定
	インドネシアを中心とするアジアにおけるクリーンエネルギービジネス機会の創出 CCS候補地選定及び法制度整備に向けた政府、関係機関との連携/各国のエネルギー転換を促す燃料転換・新燃料導入事業への投資(天然ガス、水素・アンモニア、バイオ燃料等)		
日本	埋蔵量補填のためのガス探鉱活動 島根・山口沖合、南関原にて掘削		供給レジリエンス強化 2024年までに国内ガスパイプライン網における新東京ライン第5期延伸工事完成、国内供給体制を強靱化
	操業の効率化による低価格耐性の向上 プラント集約化・メンテナンス内製化によるコスト削減と技術力の向上、適正管理によるプラント稼働率の向上		
		水素・CCUSの現場実証・事業化 CO ₂ の圧入試験を開始 →CO ₂ EOR効率改善技術の確立を図り、国内におけるCCUS技術拡大及び海外油田でのEOR技術展開へ	水素・CCUSの現場実証・事業化 新潟県柏崎市においてブルー水素・アンモニア製造実証プラントを建設・運転開始
	操業現場でのクリーン化対応 省エネ化・クリーン電力の導入・ゼロフレア対策		
	メタネーションの現場実証 2025年に新潟県長岡市で合成メタンの生産を開始し、当社ガスパイプラインでの供給を目指す		
欧州	ノルウェー 新規に取得したノルウェーアセットをプラットフォームとして安定収入を確保、周辺の既発見アセットの開発促進、周辺探鉱機会の追求		
	ハイウインド・タンペン洋上風力施設 発電開始		
	ウィスティング油田 開発計画における陸上の水力発電由来の電力利用の導入検討(2022年末FID予定)		
	クリーンエネルギー技術への知見深化 ガス探鉱の推進、ガスアセットの拡充/ロンドン、オスロのグループ海外拠点を活用し、欧州における再エネ・水素・CCUS事業への参画機会を追求		
その他	カシャガン 投資効率の良い追加開発の検討・実施、生産能力を45万BDへ増加/施設稼働率向上、追加開発による増産、操業費削減等によるユニットコスト削減		
	ACG 追加開発プロジェクト生産開始/人員配置・各種契約の最適化等による操業費の削減・維持/生産の効率化による原油の早期回収、余剰キャパシティの有効活用(他プロジェクトの原油引込等)		
	イラク Block10(エリドゥ油田) 開発計画の提出・承認/早期生産開始に向けた取組みの推進		
	カシャガン GHG & Energy Management Strategy (GHG排出量削減目標)に基づくGHG削減を推進		
	ACG ACG Life of Field Strategy (GHG排出量削減目標を設定予定)に基づくGHG削減を推進		
イーグルフォード オペレーター事業として、フレア対策の継続等により、クリーン化を加速			

経営基盤強化に向けた取組み

ネットゼロ5分野と石油・天然ガス分野の取組みを強力に推進し、両者のシナジーを追求するべく、技術・営業・HSE・人材の4つの経営基盤を強化致します。

技術力の強化



※Research & Development : 研究開発

“INPEX Research Hub for Energy Transformation (I-RHEX)”^{アイレックス}を発足

ネットゼロカーボンの実現に向けた技術基盤の整備の一環として、当社技術研究所にリサーチハブ「I-RHEX (INPEX Research Hub for Energy Transformation)」を2022年4月1日付で設立致しました。I-RHEXでは、クリーンエネルギー技術の研究開発にスピード感を持って取り組み、石油・天然ガス事業のクリーン化に不可欠であるCCUSや、水素・アンモニアなどの事業推進に必要な技術の獲得に注力してまいります。



I-RHEXの拠点となる技術研究所

I-RHEX統括メッセージ

I-RHEXは、石油・天然ガス開発技術のクリーンエネルギー技術への応用や、CCUSや低コスト水素製造等の先進技術の研究・開発を行う開かれた拠点として、当社の有する技術や人材の活用に加えて、広く企業、大学、研究機関等との連携、協働を通じて、当社のEnergy Transformationへの対応を進めてまいるとともに、広く社会のEnergy Transformationに貢献できる拠点となることを目指します。

水素、CCUSをはじめ、再生可能エネルギー、カーボンリサイクル等の基礎・応用・実証研究を行い、事業開発の礎となる強固な技術基盤の整備を進めてまいります。

技術本部 技術研究所長兼 I-RHEX統括 吉田 剛

営業力の強化

顧客ニーズに対応した営業力の強化、エネルギーのクリーン化、エネルギー供給の多様化に取り組んでまいります。

①顧客ニーズに対応した営業力の強化

- 既存顧客との関係・連携強化、商機獲得
- 新規顧客／分野開拓
- トレーディング：輸送機能の強化

②エネルギーのクリーン化

- ガス拡販による燃料転換の推進
- カーボンニュートラル商品販売の更なる拡充、カーボンクレジットポートフォリオの拡充
- アンモニア・水素の輸送・マーケティング、将来的な販売に向けた準備

③エネルギー供給の多様化

- オンサイトのメタネーションや水素供給等、新規ビジネスモデルの追求
- エネルギー地産地消・レジリエンス強化に向けたマイクログリッド・電力卸事業の検討
- LNGバンカリング・受入基地・小口配給・発電等中下流事業への投資を通じたアジアのガスバリューチェーンの確立

HSEの強化

重大な事故ゼロを実現するため、HSE管理の更なる向上を図ってまいります。

- ① マネジメント自らによるHSEリーダーシップの発揮
- ② HSE管理を通じた低炭素化事業への貢献
- ③ リスク管理の徹底
- ④ 事故を未然に防ぐ取組みの強化

- ⑤ 施設等プロセスからの漏洩防止
- ⑥ 新たな脅威[※]への備え
- ⑦ 地球環境課題への取組みと環境価値の創造
- ⑧ 感染症対策の強化

※地政学的リスク・サイバーテロ・甚大な自然災害等

人材・組織体制の強化

人材 最高に働きがいのある会社を目指す

- やりがいや納得感を醸成するための制度運用とそれを促進する企業風土の確立
- 従業員の成長支援拡充
- 多様化する働き方やWell-beingへのニーズに応える職場づくり

組織 事業環境、経営戦略に合わせて機動的にアップデート

- 水素・CCUS事業開発室を本部に発展させ組織体制・人員強化を図り、事業をより効率的・機動的に遂行できる体制を構築
- 欧州が新たなコアエリアになったことを踏まえ、ユーラシア・中東・アフリカ事業本部を欧州・中東事業本部に改称

HSE、人材戦略については、サステナビリティも参照ください。▶ P.42

資金配分 中期経営計画2022-2024～2022年から2024年の3カ年～

探鉱前営業キャッシュフロー（イクシス下流IJVを含む）を「有利子負債削減」、「株主還元」、「成長投資」の順序で配分致します。

ブレント原油価格1バレル当たり60米ドル、為替レート110円/米ドルの前提で、2022年から2024年までの3カ年に探鉱前営業キャッシュフロー（イクシス下流IJVを含む）を1兆8,000億円程度確保します。有利子負債は、5,000億円程度削減し、イクシス下流IJVを含むネット有利子負債の水準を1兆5,000億円程度とし、ネットD/Eレシオ50%以下を目指します。株主還元は、総還元性向40%以上との当社株主還元方針に沿って、3カ年で2,000億円程度を目指したいと思います。成長投資に関しては、3カ年で1兆1,000億円を投じ、その内石油・天然ガス分野に9,000億円、ネットゼロ5分野に2,000億円配分したく考えております。ネットゼロ5分野への投資は、事業の加速を図るべく約2割程度を配分致します。

ブレント原油価格1バレル当たり70米ドル、為替レート110円/米ドルの前提では、探鉱前営業キャッシュフロー（イクシス下流IJVを含む）が更に3,000億円程度増加する見込みであり、事業戦略の進捗、株主還元、財務体質等を総合的に勘案して戦略的に活用したいと考えております。

2022年-2024年(3カ年)の資金配分想定



※イクシス下流IJV込みの数値であり制度会計ベースとは異なる



原油価格の変動を慎重に見極めつつ、
2022年12月期連結業績予想の達成
及び低油価環境にも耐えられる
強靱な財務基盤の構築に
努めてまいります。

取締役 常務執行役員
財務・経理本部長
山田 大介

2021年12月期 決算の概要

2021年12月期は、売上高1兆2,443億円、営業利益5,906億円、経常利益6,576億円、親会社株主に帰属する当期純利益2,230億円となりました。

親会社株主に帰属する当期純利益は、2008年経営統合以来の過去最高益であり、2020年度赤字決算からのV字回復を致しました。

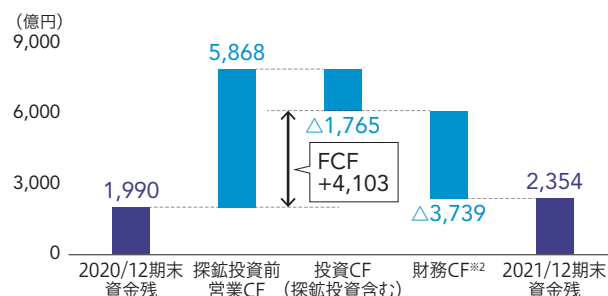
2021年12月期実績

	2020年12月期 (実績)	2021年12月期 (実績)
売上高	7,710億円	1兆2,443億円
営業利益	2,484億円	5,906億円
経常利益	2,573億円	6,576億円
親会社株主に帰属する 当期純利益 (損失)	△1,116億円	2,230億円

2021年12月期キャッシュフローの状況

2021年12月期のイクシス下流会社を含むキャッシュフローの実績に関して、探鉱投資前の営業活動によるキャッシュフローは、油価高騰もあり、5,868億円を確保致しました。投資活動によるキャッシュフローは、開発投資額等概ね前年並みに推移し1,765億円の支出となりました。これにより、2021年12月期は4,103億円のフリーキャッシュフローを確保致しました。財務活動によるキャッシュフローは、借入の返済による支出等により3,739億円の支出となりました。

2021年12月期キャッシュフロー^{※1}実績



※1: キャッシュフローは持分法適用会社のイクシス下流事業会社 (Ichthys LNG Pty Ltd) を含む

※2: 資金残に係る換算差額を含む

2022年12月期 連結業績予想 (2022年5月11日(決算発表日)時点)

2022年12月期の連結業績予想は、通期の平均原油価格1バレル当たり85米ドル、為替レート1米ドル当たり120円の前題のもと、売上高は1兆8,510億円、親会社株主に帰属する当期純利益は3,000億円を見込んでおります。

なお、油価・為替の変動による2022年12月期業績への影響に関しましては、ブレント原油価格が1バレル当たり1米ドル上昇/下落すると、親会社株主に帰属する当期純利益は60億円増加/減少することになると期初時点で試算しております。また、為替に関しては、米ドル・円の為替レートが1円円安/円高になると、親会社株主に帰属する当期純利益は28億円増加/減少することになると期初時点で試算しております。

2022年12月期 投資額予想

開発投資、探鉱投資計画は、投資効果を見極めて積み上げた結果、開発投資額は前期実績比約2.2倍増加の4,040億円、探鉱投資額は前期実績比約5.8倍増加の430億円と

2022年12月期連結業績予想

	2021年12月期 (実績)	2022年12月期 (予想)
売上高	1兆2,443億円	1兆8,510億円
営業利益	5,906億円	9,240億円
経常利益	6,576億円	10,420億円
親会社株主に帰属する 当期純利益	2,230億円	3,000億円

なる見込みです。なお、開発投資には、ネットゼロ5分野への支出を1,200億円織り込んでいます。

2022年12月期投資額予想

	2021年12月期 (実績)	2022年12月期 (予想) ^{※2}
開発投資額等 ^{※1}	1,836億円	4,040億円
探鉱投資額	74億円	430億円
その他	70億円	90億円
探鉱費及び 探鉱関連引当額 ^{※3}	探鉱費 64億円 探鉱関連引当額 8億円 合計72億円	探鉱費 399億円 探鉱関連引当額 35億円 合計434億円
内、非支配株主持分負担額 ^{※4}	0億円	260億円

※1：開発投資額にはイクシス下流事業、権益取得支出を含む

※2：2022年12月期(予想)の開発投資額等の内、1,200億円はネットゼロ5分野への支出

※3：損益計算書の生産物回収勘定引当金繰入額+探鉱事業引当金繰入額のうち探鉱関連分

※4：非支配株主による増資見合い分等

財務戦略

中期経営計画2022-2024の期間においては、低油価環境にも耐えられる強靱な財務基盤を構築してまいります。

安定的な事業運営を支え、将来の成長投資に即応できる体制を整備するとともに、借入金残高・投資・株主還元動向を常時モニタリングし、財務バランスを適切に制御してまいります。

財務規律と致しましては、市場環境、投資・株主還元動向に応じて、ネットD/Eレシオ（イクシス下流IJVを含む）65%から50%（2024年12月期末）を目標に、柔軟にレバレッジをコントロール、手元流動性（現預金及びコ

ミットメントライン）は4,000億円以上を確保し、現行格付（S&P A-/Moody's A2/R&I AA/JCR AA+）を維持することに努めます。

また、資金調達方針としては、当社が2030年頃に目指す姿を見据え、財務規律を遵守し、長期安定調達の維持と調達手段の更なる多様化を推進致します。石油・天然ガスに対する内外主力金融機関の融資スタンスを注視し、市場動向に応じて直接調達（内外社債）比率を相応の水準まで引き上げるとともに、サステナブルファイナンスへの取組みを加速致します。

11年間の主要財務情報

株式会社INPEX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、2021年12月31日時点の換算レートである1ドル115.02円で計算しております。

	百万円				
	2012/3	2013/3	2014/3	2015/3	2016/3
損益状況					
売上高	¥ 1,186,732	¥ 1,216,533	¥ 1,334,626	¥ 1,171,227	¥ 1,009,564
売上原価	395,443	426,326	490,417	525,444	526,758
売上総利益	791,289	790,207	844,209	645,783	482,806
営業利益	709,358	693,448	733,610	534,886	390,139
税金等調整前当期純利益	767,039	718,146	750,078	540,023	328,887
親会社株主に帰属する当期純利益(損失)	¥ 194,001	¥ 182,962	¥ 183,691	¥ 77,820	¥ 16,777
財政状況					
流動資産	¥ 908,702	¥ 1,106,504	¥ 1,140,204	¥ 1,342,410	¥ 984,345
有形固定資産	383,698	584,541	951,779	1,497,622	1,752,615
無形固定資産	233,318	380,156	439,179	458,770	541,471
投資その他の資産	1,540,680	1,544,958	1,506,977	1,200,352	1,091,411
資産合計	3,066,398	3,616,159	4,038,139	4,499,154	4,369,842
流動負債	367,844	414,977	375,670	365,212	319,128
固定負債	384,361	530,198	666,432	845,238	871,911
純資産	¥ 2,314,193	¥ 2,670,984	¥ 2,996,037	¥ 3,288,704	¥ 3,178,803
キャッシュ・フロー					
営業活動によるキャッシュ・フロー	¥ 320,692	¥ 252,347	¥ 213,514	¥ 216,749	¥ 183,708
投資活動によるキャッシュ・フロー	(280,864)	(489,870)	(395,555)	(81,087)	(543,534)
財務活動によるキャッシュ・フロー	29,294	137,069	48,961	(4,178)	156,726
現金及び現金同等物の期末残高	¥ 249,233	¥ 199,859	¥ 117,531	¥ 260,978	¥ 53,813
1株当たり情報					
1株当たり純資産(円)	¥ 1,492.27*	¥ 1,699.10*	¥ 1,911.25*	¥ 2,099.95	¥ 2,008.34
1株当たり配当額(円)	17.50*	17.50*	18.00*	18.00	18.00
1株当たり当期純利益(損失)(円)	¥ 132.84*	¥ 125.29*	¥ 125.78*	¥ 53.29	¥ 11.49
*2013年10月1日に行った普通株式1株を400株とする株式分割による影響を加味した遡及修正後の金額となっております。					
財務指標					
純有利子負債／純使用総資本(%) ^{注3}	(60.7)%	(43.9)%	(31.9)%	(16.8)%	(8.1)%
自己資本比率(%) ^{注4}	71.1	68.6	69.1	68.2	67.1
D/Eレシオ(%) ^{注5}	14.6%	19.2%	20.9%	22.1%	25.3%

主な指標の注記

注1：2019年12月期より連結決算日を3月31日から12月31日に変更しました。この変更に伴い、経過期間となる2019年12月期は、2019年4月1日から12月31日の9か月間となっております。

注2：2019年3月期以前まで四捨五入にて表示している百万円及び千ドル単位未満の金額は、2019年12月期より切り捨てて表示しております。このため、2019年12月期以降は、合計値が各項目に表示された数値の合計と一致しない場合があります。

百万円					百万円	千米ドル
2017/3	2018/3	2019/3	2019/12 ^(注1,2)	2020/12	2021/12	2021/12
¥ 874,423	¥ 933,702	¥ 971,389	¥ 1,000,005	¥ 771,046	¥ 1,244,369	\$ 10,818,718
453,847	498,039	413,300	424,702	439,852	568,921	4,946,278
420,576	435,663	558,089	575,303	331,194	675,448	5,872,439
336,453	357,363	474,282	498,641	248,471	590,657	5,135,254
327,525	307,300	494,043	510,292	67,394	643,457	5,594,305
¥ 46,168	¥ 40,363	¥ 96,106	¥ 123,550	¥ (111,699)	¥ 223,048	\$ 1,939,210
¥ 942,960	¥ 466,351	¥ 457,712	¥ 419,802	¥ 387,093	¥ 518,864	\$ 4,511,076
1,928,598	2,044,620	2,278,995	2,275,372	2,069,783	2,259,849	19,647,443
521,253	541,503	520,213	535,330	441,837	446,660	3,883,324
919,363	1,199,913	1,536,626	1,619,489	1,735,804	1,932,821	16,804,216
4,312,174	4,252,387	4,793,546	4,849,995	4,634,518	5,158,196	44,846,078
297,465	305,439	372,001	401,483	339,288	348,888	3,033,281
807,166	788,079	1,163,961	1,151,334	1,293,890	1,462,897	12,718,631
¥ 3,207,543	¥ 3,158,869	¥ 3,257,584	¥ 3,297,176	¥ 3,001,339	¥ 3,346,409	\$ 29,094,148
¥ 275,810	¥ 278,539	¥ 238,566	¥ 274,730	¥ 292,915	¥ 445,457	\$ 3,872,865
53,484	(351,908)	(682,006)	(288,740)	(417,189)	(130,727)	(1,136,558)
(65,428)	34,742	405,185	(48,615)	126,747	(315,215)	(2,740,523)
¥ 316,791	¥ 276,080	¥ 239,653	¥ 173,774	¥ 172,405	¥ 191,213	\$ 1,662,432
¥ 2,015.38	¥ 1,997.24	¥ 2,058.95	¥ 2,082.43	¥ 1,874.08	¥ 2,253.17	\$ 19.59
18.00	18.00	24.00	30.00	24.00	48.00	0.42
¥ 31.61	¥ 27.64	¥ 65.81	¥ 84.61	¥ (76.50)	¥ 153.87	\$ 1.34
0.9 %	11.8 %	21.7 %	22.3 %	26.0 %	22.6 %	22.6 %
68.3	68.6	62.7	62.7	59.0	60.6	60.6
23.4 %	24.0 %	38.0 %	36.8 %	45.1 %	37.8 %	37.8 %

注3：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）

注4：自己資本比率＝自己資本／総資産

注5：D/Eレシオ＝有利子負債／（純資産－非支配株主持分）

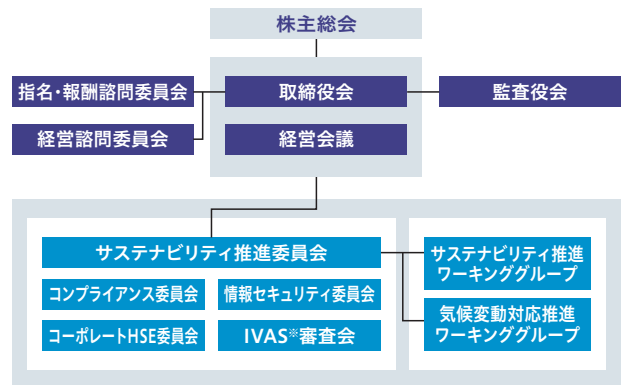
サステナビリティ

当社は、持続可能なエネルギーの開発・生産・供給に向けて、当社のステークホルダー及び当社事業の双方にとって重要度の高いサステナビリティに関する重点テーマを中心にサステナビリティ経営を実践し、バリューチェーン全体で持続可能性の追求と価値創造に努めます。

サステナビリティ推進体制

サステナビリティに関する経営トップの考えを明確に発信し、サステナビリティに関する基本方針を審議し、全社的・体系的なサステナビリティ活動を推進する目的で、代表取締役社長を委員長とするサステナビリティ推進委員会を設置しています。委員として代表取締役、総務本部長、経営企画本部長（同委員会副委員長）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。2021年は2回開催され、審議された事項は、経営会議及び取締役会にて議論されました。また、サステナビリティ推進委員会の下部組織として、各本部の実務者レベルで構成するサステナビリティ推進ワーキンググループ並びに

気候変動対応推進ワーキンググループを設置し、全社横断的な協議体制を整備しています。



※IVAS：INPEX Value Assurance System

サステナビリティに関する重点テーマ

2012年4月にISO26000の7つの中核主題の中から当社にとっての重要度が高く、ステークホルダーにとっても重要度の大きい5つのテーマをサステナビリティに関する重点テーマとして特定しました。

2015年5月には、主要プロジェクトの進捗に伴う事業活動が与える影響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つをサステナビリティに関する重点テーマとして再設定しました。更に、テーマごとに当社が優先的に取り組むべきアクションを「重要課題」と特定し、当社の

PDCAサイクルに組み込み、継続的に改善がなされるようになっています。2017年度には従来の重要課題に持続可能な開発目標（SDGs）の観点を取り込み、4つのステップから成る重要課題特定プロセス（①課題抽出・整理、②ステークホルダーダイアログ、③課題の優先順位付け、④マネジメントレビュー）を通じたマッピングを実施し、重要課題の見直しを行いました。また、2022年3月には、同年2月発表の「長期戦略と中期経営計画：INPEX Vision @2022」に即した見直しを行っています。今後も重要課題については、定期的に見直していきます。

サステナビリティに関する重点テーマ



ガバナンス



コンプライアンス



HSE



地域社会



気候変動対応



従業員

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強化
- 人権の尊重
- 法令遵守及び贈賄・汚職防止
- サプライチェーンリスク管理
- 重大災害防止
- 労働安全衛生の確保
- 水リスク管理、生物多様性保全
- 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
- 気候変動対応目標達成の推進とTCFD提言に沿った情報開示
- ネットゼロ5分野の推進
 - 水素・アンモニア
 - CCUS
 - 再生可能エネルギー
 - カーボンリサイクル新分野
 - 森林保全
- 石油・天然ガス分野のクリーン化とガスシフト
- 最高に働きがいのある職場の実現

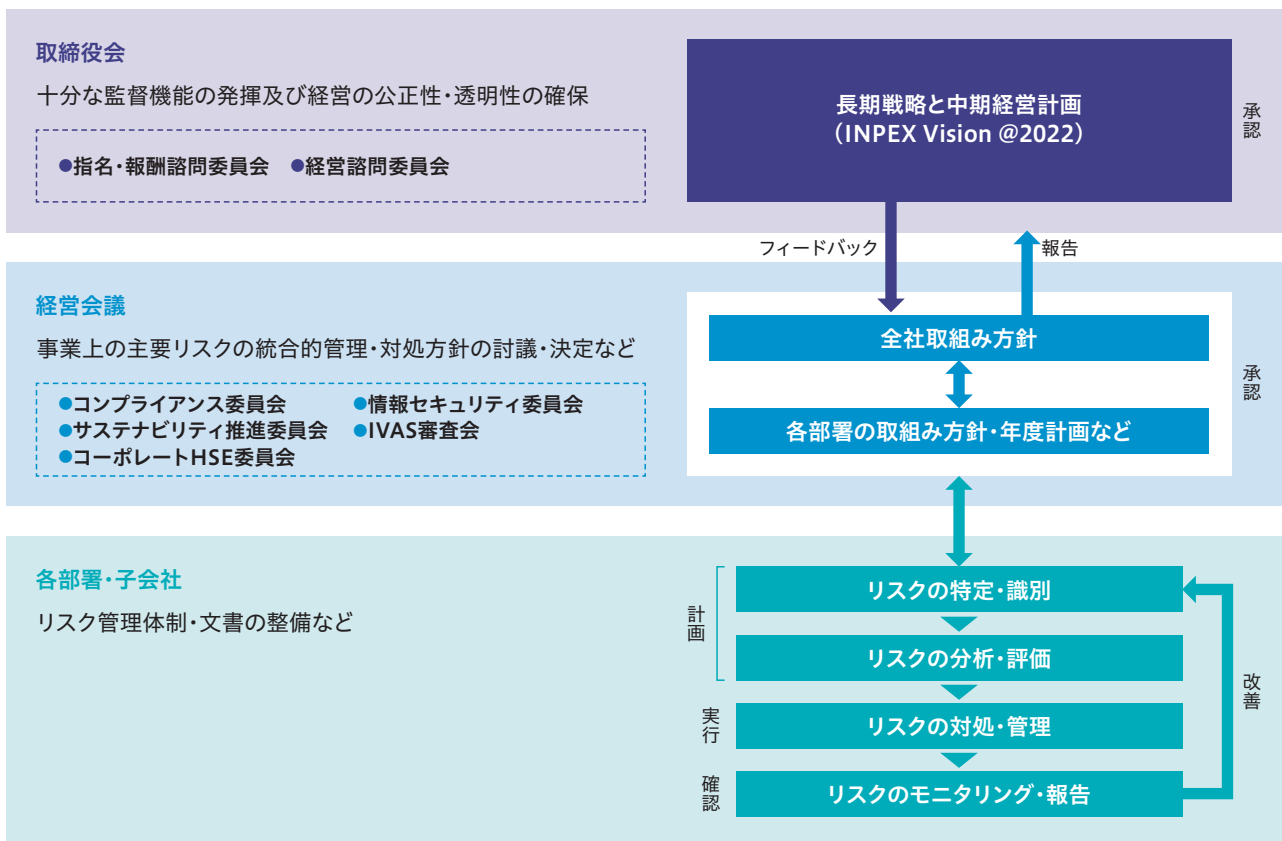
リスクマネジメント

● 基本的な考え方

当社は、事業環境に潜在する複雑かつ多様なリスクの特定・評価を的確に行い、必要な予防措置及びリスク最小化に資する体制を整えることに力を注いでいます。具体的には大規模な自然災害や疫病の流行などへの備えに加え、経済・社会情勢、法規制などの経営環境変化のリスク、探鉱・生産・輸送・販売など事業の各工程に存在す

るリスクへの対処などが挙げられます。なお、当社は、COSOの枠組みをベースとした日本版SOX法における内部統制を整備するとともに、各事業本部では労働安全衛生と環境保全に関するリスク管理をHSEマネジメントシステムで運用しています。また、原油価格、為替の変動による影響を分析し、決算説明資料で開示しています。

リスクマネジメント体制図



● 事業等の主要なリスク

1 石油・天然ガス開発事業の特徴及びリスク

- (1) 災害・事故・システム障害等のリスク
- (2) 探鉱・開発・生産に成功しないリスク
- (3) 生産量の特定地域及び鉱区への依存度
- (4) 契約期限等に関するリスク
- (5) 原油、コンデンセート、LPG及び天然ガスの埋蔵量
- (6) オペレーターシップに関するリスク
- (7) 共同事業に関するリスク
- (8) 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が長いことに起因するリスク
- (9) 将来の廃鉱に関するリスク

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

- (1) 油価、天然ガス価格の変動が業績に与える影響
- (2) 外国為替の変動が与える業績への影響
- (3) 金利の変動が与える業績への影響

3 気候変動に関するリスク

- (1) 政策・法規制リスク
- (2) 技術リスク
- (3) 市場リスク
- (4) 物理的リスク

4 海外事業におけるカントリーリスク

決算説明会資料 ▶ <https://www.inpex.co.jp/ir/library/presentation.html>

▶ 「事業等のリスク」については、P.110-116をご参照ください。

サステナビリティに関する重点テーマの目標と実績

サステナビリティ重点テーマ	重要課題	2021年度実績	2022年度目標	中長期的な目標・取組み・方向性
ガバナンス	ガバナンス体制の強化	<ul style="list-style-type: none"> 取締役会の適法・適切な運営によるコーポレートガバナンス体制の強化、取締役会の実効性評価とPDCAサイクル継続 改正会社法、東証市場改革及びコーポレートガバナンス・コード改訂への対応 指名・報酬諮問委員会の適切な関与の下での取締役の指名及び報酬等を議論 取締役スキルマトリックスの開示 独立社外取締役及び外部弁護士を委員とする報酬制度検討小委員会の設立 同小委員会による役員報酬制度改定案の検討、策定 税務ガバナンス体制のグローバルな展開 	<ul style="list-style-type: none"> 取締役会の適法・適切な運営によるコーポレートガバナンス体制の強化、取締役会の実効性評価とPDCAサイクル継続 当社各事業（ネットゼロ各事業を含む）の進捗状況及び取組み計画の取締役会への定期報告 取締役会の在り方に係る議論について、指名・報酬諮問委員会の議論を踏まえた、最適化（多様性の確保、規模・構成の適正化）への取組み推進 更なる効率的な議論や機動的な意思決定の実現に向けた取締役員数の最適化 取締役スキルマトリックスに基づく取締役会メンバーの更なる多様性の向上 中期経営計画の主要目標と連動した新役員報酬制度の導入・運用開始 税務ガバナンス体制の適切な運営を通じて、海外拠点やクロスボーダー取引等のグローバルな税務リスクの管理を強化 	<ul style="list-style-type: none"> 取締役会の実効性向上や、株主との対話を含む適切な情報開示、ステークホルダーとの協働を進め、コーポレートガバナンスを持続的に強化 取締役会の監督機能強化を含むコーポレートガバナンス体制の強化 取締役会メンバーの更なる多様性の確保について引き続き指名・報酬諮問委員会で議論を深化させ、その議論の内容の取締役会へのフィードバック INPEX Vision @2022、中期経営計画及び今後の事業展開を踏まえた経営戦略に関する議論の充実、計画達成状況の監督
	リスクマネジメント体制の強化	<ul style="list-style-type: none"> IVASを10回実施 主要プロジェクトのリスク評価結果の概要を取締役に報告 情報セキュリティ委員会の実施(2回) 標的型メール訓練の実施(2回) 情報セキュリティeラーニングの実施(1回) 社内セキュリティ専任組織によるセキュリティ監視・対応の実施 本社地震対応BCM活動の推進、訓練、教育周知の実施、新型コロナウイルス感染症対策を踏まえた本社強毒性感染症対応BCPの更新 新型コロナウイルス感染症のコーポレート危機対策本部を中心とする危機対応体制の発動・運営 	<ul style="list-style-type: none"> IVASの適宜実施 ネットゼロ各事業を含む、当社各事業の進捗状況及び取組み計画を毎月の取締役会に報告 情報セキュリティ委員会の実施(2回) 標的型メール訓練の実施(2回) 情報セキュリティeラーニングの実施(1回) 社内セキュリティ専任組織によるセキュリティ監視・対応の実施 本社地震対応BCM活動の推進、訓練、教育周知の実施、新型コロナウイルス感染症(COVID-19)対策の振り返りを踏まえた本社強毒性感染症対応BCPの適切な更新・改定 同コーポレート危機対策本部を中心とするBCP体制の運営及び終息期を見据えた体制解除の検討と実施 	<ul style="list-style-type: none"> 中期経営計画の推進における、各担当部門が特定した重要なリスク、抽出した課題への対応方針とその対処のモニタリングの継続
コンプライアンス	サプライチェーンリスク管理	<ul style="list-style-type: none"> 国内主要サプライヤー・コントラクターへのサプライヤー自己評価アンケート(人権や贈収賄・汚職防止等を含む)の継続 主要サプライヤー・コントラクターに対するリスク評価(人権や贈収賄・汚職防止等を含む)の継続及びリスク評価手法の改善 国連グローバル・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への参加 	<ul style="list-style-type: none"> サプライヤー行動規範の開示 国内主要サプライヤー・コントラクターに対するCSR評価及び監査の導入 主要サプライヤー・コントラクターに対するリスク評価(人権や贈収賄・汚職防止等を含む)の継続 国連グローバル・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への参加 	<ul style="list-style-type: none"> サプライチェーンのリスクアセスメントとコンプライアンスの強化
	人権の尊重	<ul style="list-style-type: none"> 英国現代奴隷法及び豪州現代奴隷法の2020年度ステートメント開示 新入社員向け人権研修の継続実施 外部講師を招き、主要調達先を対象とした人権セミナーを開催 	<ul style="list-style-type: none"> 英国現代奴隷法及び豪州現代奴隷法の2021年度ステートメント開示 人権研修の継続実施 人権デューデリジェンス用アンケートの見直し 操業拠点へのインタビュー調査の実施 	<ul style="list-style-type: none"> 操業地域の法令、贈収賄・汚職防止法、制裁、国際規範、倫理や人権の尊重などに関して、適切な対応及び遵守の徹底 人権デューデリジェンスの継続的な取組み
気候変動対応	法令遵守及び贈収賄・汚職防止	<ul style="list-style-type: none"> コンプライアンスの周知徹底と教育・研修プログラムの充実(国内事業所一般社員向けハラスメント防止研修、他社コンプライアンス部門との意見交換の実施等) グローバルなコンプライアンス体制の強化(INPEXグローバルホットラインの運用継続等) 贈収賄・汚職防止規程類の周知徹底と運用強化(研修及びデューデリジェンス等の実施継続) 国内外事務所での贈収賄・汚職防止に係るリスク評価の継続 	<ul style="list-style-type: none"> コンプライアンスの周知徹底と教育・研修プログラムの充実(eラーニングの実施、コンプライアンス意識調査の実施及びその結果を踏まえた研修、改正公益通報者保護法の対応等) グローバルなコンプライアンス体制の強化(INPEXグローバルホットラインの運用継続等) 贈収賄・汚職防止規程類の周知徹底と運用強化(研修及びデューデリジェンス等の実施継続) 国内外事務所での贈収賄・汚職防止に係るリスク評価の継続 	
	気候変動対応目標達成の推進とTCFD提言に沿った情報開示	<ul style="list-style-type: none"> CDP気候変動スコア2年連続でA-評価取得 「気候変動対応の基本方針」改定 2050年ネットゼロ目標の設定 「気候変動対応目標の実績管理ガイドライン」制定 「VCSUs[®]の取引・管理ガイドライン」制定 	<ul style="list-style-type: none"> CDP気候変動スコア引き続きA格評価取得 2022-2024年で10% (4.1kg/boe)以上GHG排出原単位を低減 プロジェクト単位での排出原単位の年度目標設定及び管理 ISSB[®]による気候関連開示基準への対応準備 	<ul style="list-style-type: none"> 2030年にGHG排出原単位を30%以上低減(2019年比) 2030年までに通常操業時ゼロフレアを達成 メタン排出原単位(メタン排出量/天然ガス生産量)を現状の低いレベル(約0.1%)で維持
石油・天然ガス分野のクリーン化とガスシフト	水素・アンモニア	<ul style="list-style-type: none"> 水素・アンモニア アブダビにおけるクリーン・アンモニア生産事業の事業化検討開始 新潟県柏崎市での水素・アンモニア製造実証事業の立ち上げ 	<ul style="list-style-type: none"> 水素・アンモニア 新潟県柏崎市での水素・アンモニア製造実証事業について、2024年度中の運転開始 アブダビにおけるクリーン・アンモニア生産事業の事業化検討推進 国内外における新規案件の検討・推進 	<ul style="list-style-type: none"> 3件以上の事業化を実現 年間10万トン以上の水素・アンモニアの生産・供給を目指す
	CCUS	<ul style="list-style-type: none"> インドネシア・タンゲールプロジェクトでのCCUS事業を含む開発計画の承認 南阿賀鉱場でのCO₂EOR実証実験に向けた共同研究開始 	<ul style="list-style-type: none"> CCUS 南阿賀鉱場でのCO₂EOR実証実験において、2023年度中の圧入試験開始 イクシスLNGプロジェクトCCS導入に向けた取組み推進 国内外における新規案件の検討・推進 	<ul style="list-style-type: none"> CO₂圧入年間250万トン以上達成 技術開発事業化を促進することで、CCUS分野におけるリーディングカンパニーを目指す
	再生可能エネルギー	<ul style="list-style-type: none"> 再生可能エネルギー 太陽光発電所の安定的運転 インドネシア・ムアラバ地熱発電への参入 国内での既存地熱発電事業の推進 秋田県小安地域での環境アセスメントと全量噴気試験の継続実施 長崎県五島市沖での新規洋上風力発電事業への参入 オランダ・ルフタダウネの洋上風力事業への参入 	<ul style="list-style-type: none"> 再生可能エネルギー 太陽光発電所の安定的運転 インドネシア・ムアラバ地熱発電の安定稼働及び追加開発に向けた検討実施 秋田県小安地域での開発移行及び阿女崎地熱事業の調査継続 その他国内外の新規地熱の追求 長崎県五島市五島沖での洋上風力発電の開発推進 浮体風力の大型商用化を目指し、国内外での有望洋上風力案件の開発推進 	<ul style="list-style-type: none"> 洋上風力・地熱発電事業を中心に、1-2GW規模の設備容量確保 M&A等により取得したアセットをプラットフォームとして事業を加速的に拡大
	カーボンリサイクル・新分野	<ul style="list-style-type: none"> カーボンリサイクル・新分野 テラドローン社とのドローンを活用した事業構想策定 オーストラリアダーウィン市における人工光合成の有効性検証実施 イノベーションプラットフォーム Plug and Play 社とのメンバーシップ契約締結 長岡鉱場におけるメタネーションシステムの実用化を目指した技術開発事業開始 社内ベンチャー創出のための「INPEXチャレンジ制度」開始 	<ul style="list-style-type: none"> カーボンリサイクル・新分野 当社施設の点検におけるドローン活用 人工光合成の研究開発を推進 メタネーション技術開発事業として2025年の合成メタン生産を目指し、プラントを建設 「INPEXチャレンジ制度」の継続実施 その他新規事業案件の開拓 	<ul style="list-style-type: none"> メタネーションの社会実装を推進 年間6万トン程度の合成メタンを当社パイプラインで供給
	森林保全	<ul style="list-style-type: none"> 森林保全 インドネシアの Rimba Raya Biodiversity Reserve REDD+ プロジェクトからVCSUs100万トン取得、オランウータンキャンプ建設への支援開始 	<ul style="list-style-type: none"> 森林保全 森林保全事業への参画・開発 質の高い森林クレジットを年間150万トン程度取得 	<ul style="list-style-type: none"> 2030年に向けて、森林保全事業への参画・開発等を通じた質の高い森林クレジットを年間200万トン程度確保
石油・天然ガス分野のクリーン化とガスシフト	<ul style="list-style-type: none"> イクシスLNGプロジェクトの安定的かつ効率的な生産操業の継続 国内ガス田、直江津LNG基地、1,500kmの高圧ガスパイプラインネットワークの安全操業による天然ガス安定供給の継続、供給量拡大 天然ガス利用促進提案活動の推進 ガスコージェネレーション設備を導入する地域スマートエネルギー事業の営業運転の開始 カーボンニュートラルガス販売の開始 メタンを含む温室効果ガス排出管理の継続的な改善 	<ul style="list-style-type: none"> オーストラリア:イクシスLNGプロジェクトの生産能力を更に引き上げ、年間930万トンを生産できる体制を構築 アブダビ:人員配置の最適化や新技術の導入によるコストの更なる削減、海上施設の電力のクリーン化 ノルウェー:パイプライン・タンク洋上風力施設での発電開始、ウイステング油田開発計画における陸上の水力発電由来の電力利用の導入検討 国内:操業現場での省エネ化・クリーン電力の導入・ゼロフレア対策等 カーボンニュートラル商品販売の更なる拡充 	<ul style="list-style-type: none"> ガス投資比率の引き上げ(70%程度)による、ポートフォリオのガス比率向上 通常操業時のゼロフレア実現と、CCUSの導入及び再生エネルギー導入、省エネ、森林クレジットの活用等による、プロジェクトの徹底したクリーン化の推進 	

サステナビリティ重点テーマ	重要課題	2021年度実績	2022年度目標	中長期的な目標・取組み・方向性
HSE      	重大災害防止	<ul style="list-style-type: none"> コーポレートHSEマネジメントシステムの向上(HSEマネジメントシステム文書の改修を進め、社内規定との整合性の向上に向けた取組みを推進) HSEアジアランス・ガバナンス強化(4件のコーポレートHSE監査を国内外のオペレータープロジェクトに対して実施) HSE技術サポート推進及びHSEリーダーの育成(HSE技術サポートを計26件実施。また人材育成については新たに安全衛生及び環境分野についてスキルマップを整備) プロセスセーフティ及び設備の健全性管理の強化(オペレータープロジェクトに対するHSEレビューやボウタイ分析、セーフティケースのレビューなどの技術支援を推進、更に先行指標Tier3及びTier4の測定・監視を開始) 重大事故管理の徹底(重大・HIPO事故に係る報告・調査・教訓・統計分析の実施と共有) 緊急時・危機対応能力の強化(新型コロナウイルス感染症に対するコーポレート危機対策本部における対応を継続、また情報共有などにおいて改善を実施、更に国内外の危機を想定した3度のコーポレートレベルの危機対応訓練を実施) 	<ul style="list-style-type: none"> コーポレートHSEマネジメントシステムの有効性の向上(コーポレートHSE要領のスタンダード化の完了、次期コーポレートHSE中期計画の策定) HSEアジアランス・ガバナンス強化(3件のコーポレートHSE監査を実施) HSE技術サポート推進及びHSEリーダーの育成(再生可能エネルギー事業を含むプロジェクトへのHSE技術サポートの実施、HSE教育訓練の体系的な実施) プロセスセーフティ及び設備の健全性管理の強化(HSEレビューの実施、セーフティケース実行の支援、関連指針の準備) 重大事故管理の徹底(重大・HIPO事故に係る報告・調査・教訓・統計分析の実施と共有) 緊急時・危機対応能力の強化(サイバー攻撃や激甚災害などの新たな脅威への備えの強化、セキュリティ管理/危機管理の基盤強化) 	<ul style="list-style-type: none"> 「ライフセービングルール」の徹底とプロセスセーフティ管理の強化を通じた、ハイリスク作業の安全な実施と重大事故のゼロ発生の達成 HSE管理の更なる向上を図るための取組みの推進 <ol style="list-style-type: none"> マネジメント自らによるHSEリーダーシップの発揮 HSE管理を通じた低炭素化事業への貢献 リスク管理の徹底 事故を未然に防ぐ取組みの強化 施設等プロセスからの漏洩防止 新たな脅威への備え 地球環境課題への取組みと環境価値の創造 感染症対策の強化 経営層・管理者・実務者によるコーポレートHSEマネジメントシステムで定めたプロセスの遵守 INPEXバリューの「安全第一」文化の深化によるゼロ災の達成と重大災害防止の徹底
	労働安全衛生の確保	<ul style="list-style-type: none"> HSE現場管理力強化(HSE文化アンケートの分析を進め、当社と各部署の強み・弱みを把握、安全衛生フォーラム開催) 事故災害発生件数の削減(事故報告・調査要領の改定、事故報告システムの整備及び活用推進、事故情報・事故教訓・統計分析・ベンチマーキングの実施と共有、事故管理に関連する安全先行指標の導入) 健康管理の強化(新型コロナウイルス感染症対策の実施、健康パフォーマンス調査の実施、健康関連セミナーの実施、コーポレート健康管理要領の改定、健康リスクレジスター標準の作成) 	<ul style="list-style-type: none"> HSE現場管理力強化(HSE文化アンケート結果に基づいたアクションプランの作成・実行、コーポレートとオペレータープロジェクトとの連携強化、安全衛生フォーラム開催) 事故災害発生件数の削減(事故情報・事故教訓・統計分析・ベンチマーキングの実施と共有、事故原因究明の強化、安全先行指標導入の促進) 健康管理の強化(新型コロナウイルス感染症対策への取組みの継続、各事業地点の労働衛生管理状況の把握、健康プログラムの実施、健康リスクアセスメントの強化) 	
	生物多様性保全・水リスク管理	<ul style="list-style-type: none"> 生物多様性保全及び水管理の取組みを含むコーポレート環境管理計画の実行と見直し <p>生物多様性の保全</p> <ul style="list-style-type: none"> 国内外当社事業周辺の保護区データベースの更新 国内事業における植樹活動及び生物多様性保全活動への参加(新型コロナウイルス感染症対策のため一部未実施) 国内事業所周辺の生態系など基礎情報収集の実施(長岡市、上越市、柏崎市、新潟市) 海外事業における生物多様性に関する現況調査の実施(鳥類調査、貴重種調査) 海外事業における生物多様性に関するモニタリング調査の実施 生物多様性保全に関する方針の策定検討 <p>水管理</p> <ul style="list-style-type: none"> 当社事業実施地域における水ストレス評価の更新 当社事業における水バランスの現状把握と淡水・海水取水・使用量の集計と分析 水リスク管理に関する方針の策定検討 CDP-Water対応 	<ul style="list-style-type: none"> 生物多様性保全及び水管理の取組みを含むコーポレート環境管理計画の実行と見直し <p>生物多様性の保全</p> <ul style="list-style-type: none"> 国内外当社事業周辺の保護区データベースの更新 国内事業における植樹活動及び生物多様性保全活動への参加 国内事業所周辺の生態系調査の実施(長岡) 海外事業における生物多様性に関する現況調査の実施 海外事業における生物多様性に関するモニタリング調査の実施 生物多様性保全に関する方針の策定検討 生物多様性保全に関する目標及びKPIの見直し検討 <p>水管理</p> <ul style="list-style-type: none"> 当社事業実施地域における水ストレス評価の更新 当社事業における水バランスの把握と淡水・海水取水・使用量の集計と分析 水リスク管理に関する目標及びKPIの見直し検討 	
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"> 地域住民からの問い合わせ・意見への適切な対応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 <p>オーストラリア</p> <ul style="list-style-type: none"> 政府、産業や地域のステークホルダーとの300回以上の対話を実施し、良好な関係を維持 	<p>日本</p> <ul style="list-style-type: none"> 地域住民からの問い合わせ・意見への適切な対応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 <p>オーストラリア</p> <ul style="list-style-type: none"> 積極的な対話を通じた、ステークホルダーや地域社会との良好な関係の維持 	<ul style="list-style-type: none"> 各操業地域の文化や慣習・人権を尊重しながら、事業を通じた地域の発展や社会的課題の解決に貢献 各操業地域におけるステークホルダーとの対話を通じてコミュニティニーズを把握し、施策を実施
	地域経済への貢献	<p>グローバル</p> <ul style="list-style-type: none"> 社会貢献投資実績約20億円 <p>オーストラリア</p> <ul style="list-style-type: none"> Larrakia Ichthys LNG Foundation Trustを通じ、5つのプログラムを継続支援。加えて、高齢者向けの支援を中心とした4つの新規プログラムを承認、開始 2021年末時点で36名の先住民を直接雇用及びコントラクターによる約100名の先住民を間接雇用 2019年から2021年の間に、17社の先住民企業から1,000万豪ドルを超える調達を実施 雇用、調達ともに「先住民社会との協調活動計画(RAP)」の目標達成 	<p>グローバル</p> <ul style="list-style-type: none"> 地域社会のニーズに応えた社会貢献投資の継続実施 <p>オーストラリア</p> <ul style="list-style-type: none"> 「先住民協調活動計画(RAP)2019-2022」にて掲げた目標を達成し、次の「RAP 2023-2025」を策定 社会貢献戦略の継続実行 	
従業員   	最高に働き甲斐のある職場の実現	<p>グローバル</p> <ul style="list-style-type: none"> INPEXバリュー浸透活動の継続(バリュー表彰、ワークショップ開催等) <p>日本</p> <ul style="list-style-type: none"> 社内公募制度の実施継続 社内副業制度の開始 事務系若手社員に対するキャリア面談制度の継続 シニア社員向けキャリア面談の展開、技術系若手社員に対するスキルマップ面談制度の継続 Well-beingに関するワークショップの実施 心理的安全性に関するセミナー実施 次期MGR候補者向け次世代リーダー人材育成プログラム(Breakthrough Leaders Program)の開始 全従業員の英語ビジネススキル向上のためのオンライン教材の導入 GM研修受講者向けコーチングの導入 在宅勤務制度の改定 スーパーフレックス制度導入 コロナワクチン接種接種2回実施 チームビルディング施策導入 年休取得の奨励実施 健康関連のセミナーを開催 健康経営優良法人2021及び健康経営銘柄2021に認定 新寮の建設、竣工 女性活躍推進に向けた一般事業主行動計画に基づく施策の継続実施 PRIDE指標のゴールド取得及びベストプラクティス受賞 同性パートナー及びその子どもを家族として取り扱える等の社内制度を整備 アンコンジャスパイアス研修の実施 	<p>グローバル</p> <ul style="list-style-type: none"> INPEXバリュー浸透活動の施策・計画の再構築 海外事務所従業員への本社での就業機会提供の再開 <p>日本</p> <ul style="list-style-type: none"> 社内公募制度の実施継続・改善 社内副業制度の実施継続・改善 キャリア研修、キャリア面談を包括し、キャリア形成を促進・支援する総合的な仕組みの構築 心理的安全性の定着・浸透に向けた施策の企画 リーダーシップ研修の新設 昇格者研修の新設 次期GM候補者向け次世代リーダー人材育成プログラム(Advanced Leaders Program)の新設 従業員が自律的に学べる学習管理システムの導入 若手社員(1~2年目)に対する研修や面談等の支援施策の拡充 女性リーダーシップ研修の新設 健康経営優良法人、健康経営銘柄の継続認定 産業医体制の増強 がん、難病患者支援策の策定 コロナウイルスワクチン接種接種3回の実施 時間外労働時間(全従業員平均)前年度からの削減 年休取得率(全従業員平均)前年度からの増加 女性活躍推進に向けた一般事業主行動計画に基づく施策の継続実施 PRIDE指標のゴールド継続取得、LGBT専門家による支援制度の確立 アンコンジャスパイアスのセミナー継続開催 	<ul style="list-style-type: none"> やりがいや納得感を醸成するための制度運用とそれを促進する企業風土の確立 従業員の成長支援拡充 多様化する働き方やWell-beingへのニーズに応える職場づくり

※1: Verified Carbon Units
 ※2: International Sustainability Standards Board 国際サステナビリティ基準審査会

担当役員のメッセージ

当社は2022年2月に長期戦略と中期経営計画（INPEX Vision @2022）を発表しました。2021年に発表した2050年自社排出ネットゼロ目標の実現への道筋を示すものです。

2050年ネットゼロカーボン社会に向けた基本方針を「Energy Transformationのパイオニアとして、石油・天然ガスから水素、再エネ電力まで多様でクリーンなエネルギーを安定供給すること」と定め、2030年頃にネットゼロカーボンを理想から現実に変えていくために目指すべき姿を示しました。

具体的には、ネットゼロ5分野の各事業（①水素・アンモニア、②石油・天然ガス分野のCO₂低減（CCUS）、③再生可能エネルギー、④カーボンリサイクル・新分野、⑤森林保全）を加速度的に拡大するとともに、石油・天然ガス分野では徹底したクリーン化を前提に安定供給に取り組んでまいります。

当社はエネルギー企業として、ネットゼロカーボン社会の実現とエネルギー需要への適切な対応という2つの社会的要請にともにしっかり応えるために、気候変動関連リスク及び機会を適切に評価・管理することが経営上の重要事項であると認識しています。

INPEX Vision @2022の内容は「気候変動対応の基本方針」（2015年12月発表、2022年3月改定）にも反映しウェブサイト上に掲載しています。

今後も、スピード感を持って気候変動対応目標の達成に向けた取組みを推進してまいります。



取締役 専務執行役員 経営企画本部長 橘高 公久

TCFD提言に沿った当社の情報開示

当社は「気候変動対応の基本方針」を策定し（2015年12月発表、2022年3月改定）、ウェブサイト上に掲載しています。

また、気候変動関連の情報開示については、従来どお

りTCFD提言に沿った開示を持続的な取組みとして推進しています。

詳細はサステナビリティレポートをご参照ください。

TCFD提言の概要		当社の開示内容
ガバナンス 気候変動関連のリスク及び機会に係る組織のガバナンスを開示する	1 気候変動関連のリスク及び機会についての、取締役会による監督体制を説明する	● 気候変動関連のガバナンス体制
	2 気候変動関連のリスク及び機会を評価・管理する上での経営者の役割を説明する	● 担当役員のメッセージ ● 気候変動関連のガバナンス体制
戦略 気候変動関連のリスク及び機会がもたらす組織のビジネス・戦略・財務計画への実際の及び潜在的な影響を、そのような情報が重要な場合は、開示する	1 組織が識別した、短期・中期・長期の気候変動関連のリスク及び機会を説明する	● 気候変動関連リスク及び機会
	2 気候変動関連のリスク及び機会が組織のビジネス・戦略・財務計画に及ぼす影響を説明する	● 長期戦略と中期経営計画（INPEX Vision @2022）
	3 2°C以下シナリオを含む、様々な気候変動関連シナリオに基づく検討を踏まえて、組織の戦略のレジリエンス（対応力）について説明する	● 当社の低炭素社会シナリオ ● 気候変動リスクの財務的評価 ● インターナルカーボンプライスの適用
リスク管理 気候変動関連リスクについて、組織がどのように識別・評価・管理しているかについて開示する	1 組織が気候変動関連リスクを識別・評価するプロセスを説明する	● 気候変動関連リスク及び機会の評価・管理
	2 組織が気候変動関連リスクを管理するプロセスを説明する	● 気候変動関連リスク及び機会の評価・管理
	3 組織の総合的リスク管理にどのように統合されているかについて説明する	● リスクマネジメント体制
指標と目標 気候変動関連のリスク及び機会を評価・管理する際に使用する指標と目標を、そのような情報が重要な場合は、開示する	1 組織が、自らの戦略とリスク管理プロセスに即して、気候変動関連のリスク及び機会を評価する際に用いる指標を開示する	● 環境管理及び温室効果ガス排出管理 ● 気候変動対応と役員報酬との連動
	2 Scope1、Scope2及び当てはまる場合はScope3の温室効果ガス排出量と、関連リスクについて開示する	● ESGデータ集： 気候変動対応（目標管理）
	3 組織が気候変動関連リスク及び機会を管理するために用いる目標、及び目標に対する実績について説明する	● 気候変動対応目標と目標達成に向けた取組み

気候変動対応目標

当社は、パリ協定目標に則したネットゼロカーボン社会の実現に貢献すべく、3つの目標を定めました。

一つ目は、パリ協定目標に則し、2050年までに排出量ネットゼロとする目標を設定しました。二つ目は、そのプロセスとして、2030年時点で排出原単位を30%以上低減(2019年比)します。同目標の対象は当社の事業プロセスからの排出量であるScope1+2としています。三つ目は、販売した石油ガスの燃焼によるScope3排出量については、バリューチェーン全体の課題として、関連する全てのステークホルダーと協調してその低減に取り組みます。また中期経営計画2022-2024では、2030年目標の達成に向け、排出原単位を3年間で10% (4.1kg/

boe) 以上低減することを事業目標として加えています。

ネットゼロ目標達成に向けた具体的な対策は、①CO₂地下貯留 (CCUS) の推進、②再生可能エネルギーの取組みの強化、③森林保全によるCO₂吸収の推進、④メタン排出原単位 (メタン排出量÷天然ガス生産量) を現状の低いレベル (約0.1%) で維持、⑤通常操業時のゼロフレア等を挙げています。

2050	2030	Scope3の低減
絶対量ネットゼロ (Scope1+2) ^{※1}	原単位30%以上低減 ^{※2} (Scope1+2)	バリューチェーン全体の課題として、関連する全てのステークホルダーと協調し取組みを進める
※1 当社権益分	※2 2019年比	

当社の排出量実績

2021年の排出原単位はkg-CO₂e/boe で2019年比で約20%低下しました。

	2019年	2020年	2021年
Scope1 ^{※3} (千トン-CO ₂ e)	8,557	7,328	7,302
Scope2 ^{※3} (千トン-CO ₂ e)	204	148	136
排出原単位 ^{※4} (千トン-CO ₂ e/boe)	41	35	33
メタン排出原単位 ^{※5} (%)	0.10	0.07	0.04

※3 当社権益分排出量(エクイティシェア)

※4 オフセットを含めた排出原単位: $(\{Scope1+Scope2\}-オフセット^{※6})/生産量$

※5 メタン排出原単位: $メタン排出量 \div 天然ガス生産量$ (%)、Oil and Gas Climate Initiative の手法を踏襲

※6 オフセットには、再生可能エネルギーによる削減貢献量と森林保全による吸収量が含まれる。再生可能エネルギーによる貢献量は「国際協力銀行の地球環境保全業務における温室効果ガス排出削減量の測定・報告・検証に係るガイドライン」(J-MRVガイドライン)に基づいて算出

気候変動関連リスク及び機会の評価・管理

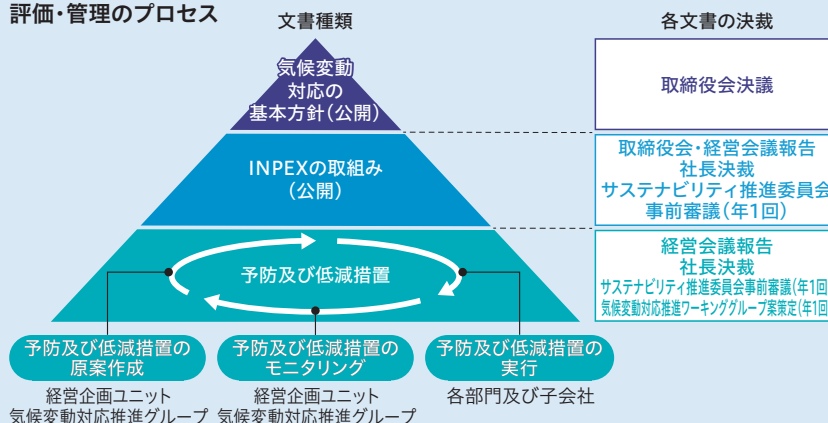
当社は、気候変動関連リスク及び機会の評価・管理を、原則として年次サイクルで実施しています。全社的な気候変動対応の推進は、経営企画本部経営企画ユニット内の気候変動対応推進グループが担当しています。

気候変動関連リスクに関しては、各部門を代表する30名ほどのメンバーで構成される「気候変動対応推進ワーキンググループ (WG)」が評価を実施して、予防及び低減措置案を策定しています。予防及び低減措置案は、検討課題としてサステナビリティ推進委員会で審議され、年度計画への反映が検討されます。

なお、リスク評価のプロセスは、国際的なリスク管理基準であるISO31000 (2009) の手順に従っています。外部要因・内部要因をアップデートし、当社の状況をWGメンバーで共有した上で、リスクを特定し、その原因、予防措置、低減措置、及び残存リスクを分析し、その残存リスクを当社で作成した「TCFD提言対応リスク評価マトリクス」を使用して評価しています。

気候変動関連機会については、「長期戦略と中期経営

気候変動関連リスクの評価・管理のプロセス



計画 (INPEX Vision @2022)」に基づいて、水素・CCUS事業開発本部や再生可能エネルギー・新分野事業本部などを中心として全社的に取り組んでいきます。

また、「気候変動対応の基本方針」に基づく「INPEXの取組み」において、ネットゼロ5分野、上流事業のクリーン化と天然ガスシフトに関する取組みを取り纏めており、サステナビリティ推進委員会で審議され、社長決裁を経た上で経営会議・取締役会に報告する仕組みとなっています。

基本的な考え方

当社は、グローバル企業として責任ある経営を持続的に強化していくためには、働く人材の多様化とグローバルに価値観を共有できる人材の育成が重要であると考えています。その実現に向けて人事部門では、4つの柱からなる「INPEX HR VISION」を制定しています。この4つの柱を中核として、各種人事施策をグローバルな視点で推進し、従業員の能力向上とチームとしての成果の実現へとつなげることで、高い国際競争力を有する組織づくりに取り組んでいます。

また、INPEXバリューのうちの一つ「ダイバーシティ」

を更に強化すべく、当社のダイバーシティ&インクルージョン（D&I）に関する基本的な考え方をステークホルダーの皆様に発信しています。この基本的な考え方の下、女性、障がい者、LGBT、外国籍の従業員など様々な立場の人が安心して、いきいきと働ける組織を目指しD&Iを推進しています。これらの取組みを通じてD&Iの一層の浸透を図ることで、組織の能力を向上させ、あらゆる人々にとって魅力的な企業になり、グローバル社会から一層評価される企業になることにつながると確信しています。

INPEX HR VISION

<p>1 Talent Attraction and Engagement</p> <p>INPEXを最高に働きがいのある会社として“employer of choice”</p> <ul style="list-style-type: none"> ● やりがいのある仕事と成長の機会 ● Total Reward 	<p>2 Organization Effectiveness</p> <p>組織パフォーマンスの最大化</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 人員計画と組織レビュー ● 適時適材適所な人員配置 	<p>3 Focus on People Development</p> <p>次世代リーダー育成と全体のレベルアップ</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 次世代リーダーの登用と育成 ● 人材マネジメントサイクル ● 多様な育成プログラム 	<p>4 HR Excellence</p> <p>世界に通用する専門性で、事業戦略に貢献</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 効果的、革新的かつ信頼される人事施策・制度運用 ● プロフェッショナルの育成 ● 国をまたいだ協力体制とベストプラクティスの共有
---	--	--	---

人材育成・開発

従業員が長期にわたって当社の事業に貢献し続けることを目標として、エネルギー企業で働く上で必要となるスキルの向上やマインドの醸成を図る集合型研修、海外派遣を中心とした実践型研修、ビジネスナレッジの習得を目指したeラーニングなどを組み合わせたカリキュラムを提供しています。

2021年度は階層別研修の中でもラインマネジメントの支援を特に強化し、全マネージャーに対し部下育成やリーダーシップ、組織力を高めるチームビルディングについて研修を実施しました。若年層には新型コロナウイルス対策を十分に考慮した上で、業務実践型研修として海外事務所実習、海外現場研修を再開することで、グローバルレベルで活躍できる人材育成に注力しています。

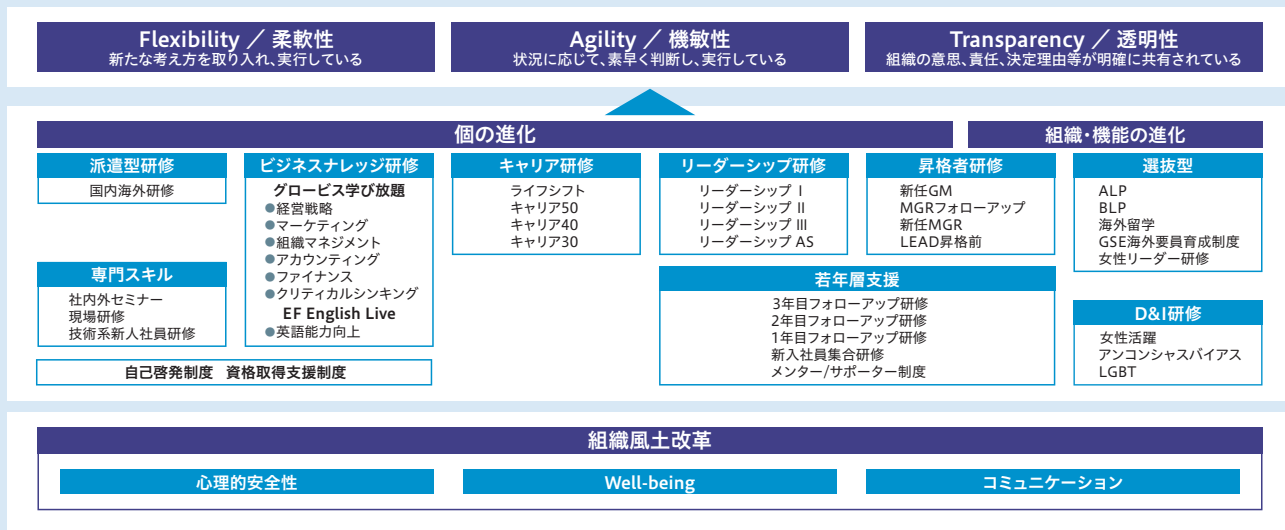
2021年度新入社員は対面研修とオンライン研修を組み

合わせて実施し、テレワーク環境下でも同期同士の横のつながりを持てるよう配慮し、社会人の基礎を身に付けることで職場への順応を促しました。また、研修後も定期的にパルスサーベイを実施し、通年での職場適応を支援しました。また技術系社員は専門分野のスキルマップを用いた面談実施などを通じ、次世代を担う若手社員を中長期的視野で育成しています。

キャリア支援としても30歳、40歳、55歳の社員に対しキャリア研修を実施し、自己内省や経験の棚卸を通じて自律的なキャリア形成を支援しています。

加えて2021年より、個々人の自己成長や新たなアイデアのチーム発信を促し、社員同士が自由闊達に意見を言いあえるイノベティブな組織となることを目指して、「心理的安全性」のセミナーを社員が講師として開催し、社

人材育成・開発カリキュラム



内普及に取り組んでいます。

2022年度は職務型人事制度導入に合わせ、「自律とリーダーシップ」を育成方針として掲げ研修体系を刷新しました。階層別研修を廃止し、幅広い対象層にリーダーシップ研修を実施します。また、組織の要であるラインマネジメントの支援強化の継続と社員一人一人のキャリア自立を一層

促進します。若年層に対しては、3年目までの継続的なフォローにより社会人基礎力の習得を徹底するほか、eラーニング等を通じ基盤スキルの強化・一人一人に適した研修機会の提供を行うことで、個の進化、組織力の進化を目指しています。

次世代リーダーの育成

2021年は一般社員対象の選抜型次世代リーダー人材育成プログラム「Breakthrough Leaders Program (BLP)」を開始しました。このプログラムでは将来の経営を担う変革実行型リーダーの育成及び創出を目指しており、約20名が現在プログラムに参加しています。BLPに加えて、2022年には幹部社員対象のプログラム「Advanced Leaders

Program (ALP)」を開始する予定です。

また、オーストラリアでも2021年よりリーダーの能力開発プログラムを開始しました。チームリードやマネージャー職の約300名が、3日間の研修を通じてリーダーに求められる資質と行動を習得することを目指しています。

Break Through Leaders Program

▶ 選抜された社員一人一人のこれまでの経験を踏まえて最大5年間の育成プログラムを策定し、戦略的・意図的かつ短期集中的にタフアサインメント(より高度な業務、リード業務、新しい部署での業務等)の経験を積むことで選抜された社員の加速度的な成長を図る制度です。

人事評価・人員配置の仕組み

本部の各目標を基に設定された組織目標を、従業員が自身の目標に落とし込み、組織としての成果の最大化を図るとともに、その目標を確実かつ効率的に実現するため、自らの年度目標の達成に向けたプロセスを具体的に設定して業務に取り組むことにより、個々の持つ意欲を最大限に引き出すことを目指しています。

また、INPEXバリューに基づいた評価をオーストラリア、インドネシアをはじめ各拠点で導入し、業務を通じたINPEXバリューの発揮度合いを重要な評価基準の一つとしています。これにより、多様な背景や価値観を持った従業員が、当社従業員として持つべき価値観を共有・意識して仕事に取り組み、単に個人として成果を出すことにとどまらず、組織として成果を出すことを促しています。

更には、年に一度、希望する業務内容や異動希望を申告できる仕組みを設けるほか、2017年度より「社内公募制度」を導入し、従業員の意欲を引き出しつつ、適切な人材配置と任用につなげるとともに、2021年3月より「社内副業制度」も導入し、組織や職域を超えた挑戦機会を提供するなど、従業員が自身のキャリアを自ら発掘できる環境をつくり、更なる社内活性化を図る施策を進めています。



ます。一方で、個々人の都合により退職を余儀なくされた意欲のある従業員の復職を可能とするため、2020年4月からは「ジョブリターン制度」を導入・整備しています。

また、2019年末から2020年初頭にかけて実施した従業員意識調査 (Global Engagement Survey) の結果により洗い出された課題を踏まえ、幹部社員の職務内容の明確化、職責に応じた報酬体系、ラインマネジメントの計画的な後任者育成等を目的に、2022年4月より幹部社員を対象とした職務型人事制度を導入しています。

社内公募制度

▶ 公募に適すると見做されたポジションにつき、従業員に公開及び募集を行い、選考を経て、当該ポジションに見合う人材を公募実施部署において登用する制度です。

社内副業制度

▶ 異動又は出向を伴わずに、勤務時間の一部を利用して社内における他部署の業務に従事できる制度です。

ジョブリターン制度

▶ 本人都合に抛らず、止むを得ない事由により当社を退職せざるを得なかった従業員について、退職事由が解消した場合かつ復職意思がある場合に、一定条件を満たせば再度雇用する制度です。

職務型人事制度

▶ これまでの“人に仕事がつく”いわゆる職能型に対し、“仕事に人がつく”思想の人事制度であり、職責の明確化及び適所適材に基づく職責に応じた処遇実現が可能となる人事制度です。より強靱な組織とすることを目的とし、年齢等の属人的要素が入り込む余地がなく、自身の役割・責任を認識し、納得感のある評価を導入し、なおかつ従来からの強みと考えている誠実さやチームワークも活かせるよう、当社にとってあるべき姿を追求したいわゆるINPEX版の職務型人事制度を設計しました。

ダイバーシティの推進

● 女性活躍の推進

女性が存分に力を発揮できる環境整備に積極的に取り組んでおり、国内においては、女性活躍推進法に基づき一般事業主行動計画を策定しています。例えば新卒採用では女性を全体の25%以上採用することを目指しており、2019～2022年の4年間は、この目標を達成しています。2021年度は、管理職に対してアンコンシャス・バイアスセミナーを開催し、ジェンダー等に関する無意識の偏見について理解を深め、更なる女性活躍の推進を後押ししています。2022年は3月8日の国際女性デーに合わせて、各海外事務所における女性活躍推進に関する取り組み状況を社内報で特集しました。

今後、2023年3月末までに管理職（※当社等級上、管理職とされる者）における女性比率を3%とすることを目標としており、女性管理職となり得る人材を一層積極的に中途採用していくことで、女性管理職比率を2025年度中に6%とすることを目指します。なお、女性の社外取締役及び社外監査役をそれぞれ1名選任しており、更には2020年3月には初めて社内昇進により女性の執行役員が就任するなど、女性活躍が着実に推進されています。

● LGBTQ+

LGBTQ+に関する理解促進のため2017年からLGBT研修を継続実施しているほか、2018年には役員向けにLGBTに関する講話を実施しました。

また、社内制度の整備にも取り組み、2020年にLGBT当事者であることを理由に出張命令を断ることができるようにし、2021年には、従業員の同性パートナーとその子

どもを「家族」として取り扱い福利厚生等の対象とするとともに、自認する性を通称名に使用できるよう整備しました。また、LGBTに関する社内相談窓口に加え、2022年より社外専門家による相談窓口を設置しました。これらの積極的な継続的取り組みが評価され、職場におけるLGBTなどの性的マイノリティへの取り組みの評価指標「PRIDE指標」において、2021年には最高位にあたるゴールド及びベストプラクティスを受賞しました。

● ワーク・ライフ・バランスの推進

従業員が個々の事情に応じて働ける環境づくりを目指し、それぞれのライフスタイルに応じて能力を最大限に発揮できるように、ワーク・ライフ・バランスを推進しています。

取り組み推進の一環として、2020年4月より在宅勤務制度を導入、2021年4月にはフレックスタイム制におけるコアタイムを廃止しています。また、夏季連続休暇取得の促進や有給休暇取得推奨日の設定も継続実施しており、心身両面をリフレッシュできる環境を整えています。

なお、時間外労働時間削減の取り組みとして毎週水曜日をワーク・ライフ・バランスデーとして早めの帰宅を促すとともに、継続的に一定以上の時間外労働を行っている従業員がいた場合、上司と人事部門は、現状把握や問題点の共有、解消策の確認などのコミュニケーションを図っています。

このほか、多様性や個性を尊重し、従業員が一層いきいきと働くことができる職場環境を醸し出すため、2018年度からは、ビジネスカジュアルのドレスコードを、年間を通じて実施しています。

健康経営の推進

● 健康経営の取り組み

2018年9月に社長を最高健康責任者（Chief Health Officer）として「INPEXグループ健康宣言」を制定しました。

毎年の取組方針については、会社・労働組合・健康保険組合・産業医をメンバーとした「健康経営推進委員会」において健康課題の把握と必要な対策の検討を行っています。特に、「INPEX健康経営戦略マップ」による施策実施後の効果測定を継続的に実施し、「INPEX7つの健康行動」を制定し、従業員へも主体的に生活習慣の改善に努めることを促しています。

また、積立休暇、病気休職時の特別休暇制度等を拡充し、従業員が病気になった際にも安心して休暇を取得できる制度を整備しています。

● メンタルヘルスの取り組み

一人一人の心身状態の把握や所属する組織状態を分析

し、改善することでより働きやすい職場づくりを目指すべく、従業員に対し年に1回のストレスチェックを実施しています。2021年度の実施率は約91%と高い水準を維持しており、これにより従業員のメンタルヘルスを定期的に確認しています。

また、メンタルヘルス疾患者に対しては、主治医、産業医、保健師、人事、所属部門上司が連携し、休業中の従業員・復帰後の従業員に対する各種フォローを実施しています。

更に、コロナ禍の中で従業員が孤立することを避けるため、海外の駐在員と帯同家族等への心理カウンセラーによる相談サポートも導入しました。また、2021年度からの新入社員に対し人事所属員による定期面談や週1回のパルスサーベイを実施している他、先輩社員が精神的サポートを行うメンター制度（入社1年目）及びサポーター制度（入社2、3年目）も毎年運用しております。

人権の尊重

● 基本的な考え方

当社は、国際人権章典、ILO国際労働基準、国連のビジネスと人権に関する指導原則、国連グローバル・コンパクトの人権に関する原則などの国際規範を支持しています。また、人権尊重に対する当社の姿勢を明示し、責任を果たすために2017年5月にINPEXグループ人権方針を策定・公表し、同方針に基づいて事業活動を行う国・地域において、サプライチェーンを含む全てのステークホルダーの人権への取組みを推進しています。この人権方針において当社は、強制労働や児童労働を一切認めず、結社の自由及び団結権の保護を尊重することを確認しています。

また、英国現代奴隷法「Modern Slavery Act 2015」への対応として、2016年度より毎年ウェブサイトにてステートメントを公表し、当社及びそのサプライチェーン上の奴隷労働防止や人身取引防止に関する方針や体制、取組みなどを開示しています。

● マネジメント体制

当社の人権に対するアプローチは、当社取締役会によって承認されたINPEXグループ人権方針に明記されています。また、当社取締役会によって選任されたコンプライアンス担当役員が、委員長としてコンプライアンス委員会を招集し、同委員会は人権関連のリスクやパフォーマンスを取締役に報告しています。

INPEXグループの全役員及び従業員を対象とした人権方針、サステナビリティ憲章、行動基本原則及び行動規範において、全ての役員及び従業員に対し法令遵守はもちろんのこと、社会規範を尊重し、高い倫理観を持った行動をするよう義務付けています。とりわけ行動基本原則においては、人権に関して以下のとおり規定しています。

- 人権が個人の尊厳に由来する重要な権利であることを認識し、関係各国において、個人の人権を尊重すること
- 人権に関する国際規範を尊重し、人権を侵害するような行動に加担しないよう配慮すること
- 人種、肌の色、性別、性的指向、性自認、年齢、信条、宗教、出生、国籍、各種障がい、学歴などによる差別を行わないこと
- 従業員の意思に反して労働を強制せず、また、児童を就労させないこと

これらに基づいた企業倫理・企業行動を徹底するため、常勤の取締役及び執行役員等を構成員とし、コンプライアンス担当役員を委員長とするコンプライアンス委員会を定期的開催しています。コンプライアンス委員会事務局である総務ユニットは、コンプライアンス委員会に加

えて、社内各部署からのコンプライアンス推進担当者によって構成されるコンプライアンス推進担当者連絡会を定期的開催し、ハラスメント防止を含む上記の人権に関する取組みの推進に努めています。

● プロジェクトにおける人権デューディリジェンス

当社がオペレーターとして操業するプロジェクトについては、IFC Performance Standardsを採用し、人権を含む、社会及び環境リスクの管理を行っています。イクシスの操業については、定期的なレポートや監査を通じ、このIFC基準のコンプライアンスをモニターしています。

この基準には、児童労働、強制労働、労働条件や苦情対応などをカバーするIFC Performance Standards 2の「労働者及び労働条件の準拠状況」が含まれます。

当社がノンオペレーターとして参画するプロジェクトについては、2020年に各プロジェクトのオペレーター等に対してアンケートによる調査を行い、人権に関する取組み状況を確認しています。

● 顕著な人権リスクの特定

当社は外部の人権専門家を招き、当社がオペレーターを務めるプロジェクトに対する人権リスクアセスメントを実施しました。アセスメントの主な目的は下記のとおりです。

- 顕著な人権リスクの特定
- 人権リスクマネジメントのための課題整理

アセスメントにはRepRiskのデータベース並びにVerisk Maplecroftをはじめとする調査機関の文献を参照したHRIA (Human Rights Impact Assessment) ツールを使用しています。

特定された顕著な人権リスクは以下のとおりです。

- 児童労働 ● 強制労働 ● 文化遺産及び伝統文化への影響
- 地域住民の権利侵害 ● 求人・雇用における差別
- コミュニティに影響を与える環境汚染

このアセスメントでは、PDCAサイクルやモニタリング等のマネジメントシステムの運用体制やINPEXグループ人権方針のあり方についても分析しました。

2022年2月には、日本と米国の拠点を対象にアンケートとインタビューを実施しました（米国は初回）。日本においては、児童労働と強制労働のマネジメント状況の改善を確認しました。米国においては、顕著な人権リスクと、そのマネジメント状況を確認しました。重大なリスクは確認されませんでした。当社は引き続き人権への取組みを強化していきます。

コーポレートガバナンス

マネジメント (2022年3月末現在)

取締役

氏名	役職	在任期間	所有株式数(株)	略歴及び兼職状況
 北村 俊昭 社内	代表取締役会長	11年9か月	63,046	1972年 4月 通商産業省(現経済産業省)入省 2002年 7月 貿易経済協力局長 2003年 7月 製造産業局長 2004年 6月 通商政策局長 2006年 7月 経済産業審議官 2007年11月 東京海上日動火災保険(株)顧問 2009年 8月 当社 副社長執行役員 2010年 6月 代表取締役社長 2018年 6月 代表取締役会長(現)
 上田 隆之 社内	代表取締役社長	3年9か月	29,246	1980年 4月 通商産業省(現経済産業省)入省 2010年 7月 大田官房長 2011年 8月 製造産業局長 2012年 9月 通商政策局長 2013年 6月 資源エネルギー庁長官 2015年 7月 経済産業審議官 2017年 4月 当社 非常勤特別参与 2017年 8月 副社長執行役員 2018年 6月 代表取締役社長(現)
 池田 隆彦 社内	取締役副社長執行役員 水素・CCUS 事業開発本部長 HSE及び コンプライアンス担当	13年6か月	46,890	1978年 4月 帝国石油(株)入社 2005年 3月 同社 取締役国内本部生産部長 2007年 6月 常務取締役国内本部長兼新潟鋳業所長 2008年10月 当社 取締役常務執行役員国内事業本部長 2014年 6月 取締役常務執行役員天然ガス供給本部長 2017年 4月 取締役常務執行役員技術本部長 2018年 6月 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 2020年 3月 取締役副社長執行役員技術本部長、HSE及びコンプライアンス担当 2021年 3月 取締役副社長執行役員技術本部長、水素・CCUS事業開発室担当、HSE及びコンプライアンス担当 2022年 1月 取締役副社長執行役員水素・CCUS事業開発本部長、HSE及びコンプライアンス担当(現)
 川野 憲二 社内	取締役副社長執行役員 米州事業ユニット及び 戦略プロジェクト室担当 海外事業統括	-	30,726	1980年 4月 帝国石油(株)入社 2006年 3月 同社 理事海外・大陸棚本部業務部長 2008年10月 当社 執行役員アジア・オセアニア・大陸棚事業本部本部長補佐、業務企画ユニットジェネラルマネージャー、大陸棚ユニットジェネラルマネージャー 2012年 6月 常務執行役員アジア・オセアニア・大陸棚事業本部長 2019年 6月 常務執行役員アジア事業本部長 2020年 3月 専務執行役員アジア事業本部長 2022年 1月 副社長執行役員米州事業ユニット及び戦略プロジェクト室担当、海外事業統括 2022年 3月 米州事業ユニット及び戦略プロジェクト室担当、海外事業統括(現)
 橋高 公久 社内	取締役専務執行役員 経営企画本部長 法務担当	5年9か月	22,240	1981年 4月 通商産業省(現経済産業省)入省 2007年10月 大臣官房審議官 2008年 7月 九州経済産業局長 2010年11月 当社 入社 2012年 6月 執行役員経営企画本部本部長補佐、経営企画ユニットジェネラルマネージャー、広報・IRユニットジェネラルマネージャー 2016年 6月 取締役常務執行役員経営企画本部長 2019年 6月 取締役常務執行役員経営企画本部長、法務担当 2021年 1月 取締役専務執行役員経営企画本部長、法務担当(現)
 佐瀬 信治 社内	取締役専務執行役員 総務本部長	5年9か月	45,754	1981年 4月 インドネシア石油(株)(国際石油開発(株))入社 2008年10月 当社 総務本部本部長補佐、秘書ユニットジェネラルマネージャー 2010年 6月 執行役員営業第1本部本部長補佐、原油営業ユニットジェネラルマネージャー 2016年 6月 取締役常務執行役員総務本部長 2022年 1月 取締役専務執行役員総務本部長(現)
 山田 大介 社内	取締役常務執行役員 財務・経理本部長	2年	10,391	1984年 4月 ㈱日本興業銀行(現㈱みずほ銀行)入行 2011年 4月 ㈱みずほコーポレート銀行執行役員産業調査部長 2012年 4月 ㈱みずほ銀行執行役員産業調査部長 2013年 4月 同行常務執行役員営業店副担当役員 2013年 7月 ㈱みずほコーポレート銀行常務執行役員営業担当役員 2013年 7月 ㈱みずほ銀行常務執行役員営業担当役員 2014年 4月 ㈱みずほフィナンシャルグループ常務執行役員大企業法人ユニット長 2018年 4月 同社専務執行役員デジタルイノベーション担当役員 2019年 5月 当社 特別参与 2019年 6月 常務執行役員財務・経理本部本部長、財務ユニットジェネラルマネージャー 2020年 3月 取締役常務執行役員財務・経理本部長(現)
 柳井 準 社外 独立	取締役	5年9か月	0	1973年 4月 三菱商事(株)入社 2004年 4月 同社 執行役員エネルギー事業グループCEO補佐 2005年 4月 執行役員石油事業本部長 2008年 4月 常務執行役員エネルギー事業グループCOO 2011年 4月 常務執行役員エネルギー事業グループCEO 2013年 4月 副社長執行役員 エネルギー事業グループCEO 2013年 6月 代表取締役副社長執行役員エネルギー事業グループCEO 2014年 4月 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顧問(現) 2016年 6月 当社 社外取締役(現) (兼職状況)三菱商事(株)顧問 ㈱近鉄エクスプレス 社外取締役
 飯尾 紀直 社外 独立	取締役	4年9か月	0	1973年 6月 三井物産(株)入社 2005年 4月 同社 執行役員エネルギー本部長 2008年 4月 常務執行役員 欧州・中東・アフリカ本部長 2008年10月 専務執行役員 欧州・中東・アフリカ本部長 2009年 6月 代表取締役専務執行役員 2009年 8月 代表取締役専務執行役員CCO 2010年 4月 代表取締役専務執行役員 2011年 4月 取締役 2011年 6月 顧問(2013年6月退任) 2017年 6月 当社 社外取締役(現)
 西村 篤子 社外 独立	取締役	4年9か月	0	1979年 4月 外務省入省 1997年 6月 中近東アフリカ局アフリカ第一課長 1999年 8月 国際連合日本政府代表部参事官/公使 2001年 6月 在ベルギー大使館公使 2004年 9月 東北大学大学院法学部教授(2008年3月退任) 2008年 6月 独立行政法人 国際交流基金統括役員(2012年3月退任) 2012年 4月 独立行政法人 石油天然ガス・金属鉱物資源機構特命参与(2014年3月退任) 2014年 4月 特命全権大使 ルクセンブルク国駐節 2016年 7月 特命全権大使 女性・人権人道担当(2017年3月退任) 2017年 6月 当社 社外取締役(現) (兼職状況)大成建設(株) 社外取締役
 西川 知雄 社外 独立	取締役	2年	0	1972年 4月 建設省(現国土交通省)入省(1975年3月退官) 1977年 4月 弁護士登録、アングロ・ソソ・毛利・ラビノウィッツ法律事務所(現アングロ・ソソ・毛利・友常法律事務所)入所、後(パートナー)弁護士(1995年7月退所) 1979年 6月 ハーパー・ドロースクール修了(LL.M.) 1995年 8月 小松・泊・西川法律事務所(現あさひ法律事務所)パートナー 弁護士(2002年9月退所) 1996年10月 衆議院議員(神奈川第3区、一期) 2002年10月 副(シリー・オー・アール)法律事務所・外国法共同事業代表弁護士 2006年11月 東北大学監事(2014年3月退任) 2008年 4月 東北大学客員教授(2010年3月退任) 2020年 1月 西川・ドリー・オースティン法律事務所・外国法共同事業パートナー 弁護士(2020年3月退所) 2020年 3月 当社 社外取締役(現)
 森本 英香 社外 独立	取締役	-	0	1981年 4月 環境庁(現環境省)入庁 1997年 9月 環境庁長官秘書官 2002年 2月 環境大臣秘書官 2008年 7月 環境大臣官房秘書課長 2009年 7月 環境大臣官房秘書課長 2011年 8月 内閣審議官、内閣官房原子力安全規制組織等改革準備室長 2012年 9月 原子力規制庁次長 2014年 7月 環境省大臣官房長 2017年 7月 環境事務次官(2019年7月退官) 2020年 4月 早稲田大学法学部教授(現) 2020年 6月 一般財団法人持続性推進機構理事(現) 2022年 3月 当社 社外取締役(現) (兼職状況)高砂熱学工業(株) 社外取締役

取締役会への出席状況	指名・報酬諮問委員会への所属	選任理由	スキルマトリックス								
			企業経営	グローバル	財務・会計	法務・リスクマネジメント	サステナビリティ(ESG)	技術・DX	エネルギー	営業・販売	人材開発・ダイバーシティ
100% (16回/16回)	○	当社における豊富な業務経験と、石油・天然ガス開発企業の経営全般、グローバルな事業経営及び管理・運営業務に関する知見を有しているため。	●	●			●		●		●
100% (16回/16回)	○	当社における業務経験と、石油・天然ガス開発企業の経営全般、グローバルな事業経営及び管理・運営業務に関する知見を有しているため。	●	●			●	●	●		
100% (16回/16回)		当社における豊富な業務経験と、石油・天然ガス開発及び水素・CCUSをはじめ多様でクリーンなエネルギー開発に係る事業経営及び管理・運営業務に関する知見を有しているため。	●			●		●	●		●
—		当社における豊富な業務経験と、石油・天然ガス開発企業の事業経営及び管理・運営業務に関する知見を有しているため。		●				●	●		
100% (16回/16回)		当社における豊富な業務経験と、石油・天然ガス開発企業の事業経営及び管理・運営業務並びにESGに関する幅広い知見を有しているため。		●		●	●				
100% (16回/16回)		当社における豊富な業務経験と、石油・天然ガス開発企業の営業及び管理・運営業務に関する知見を有しているため。			●	●				●	●
100% (16回/16回)		当社における業務経験と、石油・天然ガス開発企業の管理・運営業務に関する知見を有しているため。	●		●			●			
100% (16回/16回)	○	企業経営者としての経験や資源・エネルギー業界における豊富な経験と見識を活かし、国際的な視点からの業務執行の監督や取締役会等で必要な発言や提言等を期待できるため。	●	●		●			●	●	
100% (16回/16回)	○	企業経営者としての経験や資源・エネルギー業界における豊富な経験と見識を活かし、国際的な視点からの業務執行の監督や取締役会等で必要な発言や提言等を期待できるため。	●	●					●	●	
100% (16回/16回)	○	外交官としての豊富な経験や国際情勢に関する幅広い見識に加え、大学教授としての専門知識等を活かし、多様かつグローバルな視点からの業務執行の監督や取締役会等で必要な発言や提言等を期待できるため。		●		●	●				●
100% (16回/16回)		国際弁護士としての豊富な経験と見識に加え、大学教授としての専門的な知識をはじめとする様々な分野に関する知見を活かし、多様かつグローバルな視点からの業務執行の監督や取締役会等で必要な発言や提言等を期待できるため。	●	●	●	●					●
—		環境省で培われた環境及びエネルギー政策に関する豊富な経験と見識に加え、大学教授としての専門知識等を活かし、サステナビリティ(ESG)の視点からの業務執行の監督や取締役会等で必要な発言や提言等を期待できるため。				●	●		●		●

監査役

氏名	役職	在任期間	所有株式数(株)	略歴及び兼職状況	監査役会への出席状況	選任理由
 日俣 昇 社内	常勤 監査役	2年 9か月	18,300	1980年 4月 ㈱日本興業銀行(現㈱みずほ銀行)入行 2003年 6月 国際石油開発㈱入社 2007年 6月 同社 執行役員経理担当 2008年10月 当社 執行役員財務・経理本部本部長補佐、財務ユニットジェネラルマネージャー 2018年 6月 常務執行役員財務・経理本部本部長、財務ユニットジェネラルマネージャー 2019年 6月 当社 常勤監査役(現)	100% (16回/16回)	当社における豊富な業務経験と、石油・天然ガス開発企業の財務・会計に関する知見を有しているため。
 外山 秀行 社外 独立	常勤 監査役	6年 9か月	0	1975年 4月 大蔵省(現財務省)入省 2001年 7月 札幌国税局長 2003年 7月 内閣法制局総務主幹 2005年 7月 内閣法制局第四部長 2006年10月 内閣法制局第三部長(2012年9月退官) 2012年11月 あいおいニッセイ同和損害保険㈱顧問(2015年6月退任) 2013年 1月 弁護士登録(現) 2015年 6月 当社 常勤監査役(現)	100% (16回/16回)	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。
 三宅 真也 社外 独立	常勤 監査役	2年 9か月	0	1987年 4月 日本輸出入銀行(現㈱国際協力銀行)入行 2012年10月 同行企画・管理部門経営企画部業務企画室審議役(地球環境問題担当) 2013年11月 資源・環境ファイナンス部門原子力・新エネルギー部長 2014年 7月 博士(学術)学位取得 2015年 7月 インフラ・環境ファイナンス部門電力・新エネルギー第1部長 2016年 9月 経営企画部人事室付審議役 一般財団法人海外投融資情報財団専務理事として出向 2017年 6月 米州地域統括(在ニューヨーク)(2019年6月退職) 2019年 6月 当社 常勤監査役(現)	100% (16回/16回)	国際金融・財務等の分野における豊富な経験と幅広い見識を有しているため。
 秋吉 満 社外 独立	監査役	2年 9か月	0	1978年 4月 丸紅㈱入社 2007年 4月 同社 執行役員財務部長 2009年 4月 常務執行役員 2010年 6月 代表取締役常務執行役員 2012年 4月 代表取締役専務執行役員 2014年 4月 代表取締役副社長執行役員 2018年 4月 取締役特別顧問 2018年 6月 特別顧問(2019年3月退任) 2019年 4月 エムジーリース㈱(現みずほ丸紅リース㈱)代表取締役社長 2019年 6月 当社 監査役(現) (兼職状況) みずほ丸紅リース㈱ 顧問(非常勤)(2022年4月就任) ㈱コンコルディア・フィナンシャルグループ 社外取締役	100% (16回/16回)	財務及び経営等の分野における豊富な経験と幅広い見識を有しているため。
 木場 弘子 社外 独立	監査役	2年 9か月	0	1987年 4月 ㈱東京放送(現㈱TBSテレビ)入社 2001年 4月 千葉大学教育学部非常勤講師 2007年 1月 規制改革会議委員(官邸)(2010年3月退任) 2007年 7月 経済産業省総合エネルギー調査会委員(現) 2008年 2月 教育再生懇談会委員(官邸)(2009年11月退任) 2009年 3月 国土交通省交通政策審議会委員(2021年3月退任) 2013年 4月 千葉大学客員教授(現) 2016年 1月 海上保安庁政策アドバイザー(現) 2017年11月 厚生労働省医道審議会委員(現) 2019年 2月 文部科学省中央教育審議会委員(2021年3月退任) 2019年 6月 当社 監査役(現)	100% (16回/16回)	フリーキャスター、大学教員教授としての豊富な経験と見識に加え、総合資源エネルギー調査会や産業構造審議会等の公職を歴任し、多様で幅広い知見を有しているため。

執行役員

氏名	役職	職掌	氏名	役職	職掌
上田 隆之	社長		荻野 浩市	執行役員	国内エネルギー事業本部本部長補佐 ガス供給ユニットGM
池田 隆彦	副社長執行役員	水素・CCUS事業開発本部長、HSE及びコンプライアンス担当	渡邊 章弘	執行役員	アジア事業本部本部長補佐
川野 憲二	副社長執行役員	米州事業ユニット及び戦略プロジェクト室担当、海外事業統括	細野 宗宏	執行役員	経営企画本部本部長補佐、 広報・IRユニットGM
橋高 公久	専務執行役員	経営企画本部長、法務担当	川村 明男	執行役員	財務・経理本部本部長補佐
佐瀬 信治	専務執行役員	総務本部長	池田 幸代	執行役員	欧州・中東事業本部本部長補佐
藤井 洋	専務執行役員	アブダビ事業本部長	加藤 博史	執行役員	グローバルエネルギー 営業本部長
山田 大介	常務執行役員	財務・経理本部長	高田 伸一	執行役員	オセアニア事業本部本部長補佐、パース事務所 Vice President Ichthys Phase 2
石井 義朗	常務執行役員	再生可能エネルギー・新分野事業本部長	加賀野井 彰一	執行役員	水素・CCUS事業開発本部本部長補佐 技術開発ユニットGM
滝本 俊明	常務執行役員	上流事業開発本部長	村山 徹博	執行役員	オセアニア事業本部本部長補佐、パース事務所副所長 Senior Vice President Corporate
島田 伸介	常務執行役員	アジア事業本部長	野尻 涉	執行役員	HSEユニットGM
大川 人史	常務執行役員	オセアニア事業本部長、パース事務所長 President Director Australia	福井 敬	執行役員	総務本部本部長補佐、総務ユニットGM
三浦 和佳	常務執行役員	国内エネルギー事業本部長	岡本 浩一	執行役員	グローバルエネルギー 営業本部本部長補佐 ガス事業ユニットGM
仙石 雄三	常務執行役員	欧州・中東事業本部長	宮永 勝	執行役員	国内エネルギー事業本部本部長補佐
八方 庸介	常務執行役員	資材・情報システム本部長	高橋 功	執行役員	アブダビ事業本部本部長補佐、アブダビ事務所長
栗村 英樹	常務執行役員	技術本部長、技術企画ユニットGM			
杉山 広巳	常務執行役員	国内E&P事業本部長			

※GMIはジェネラルマネージャーの略

コーポレートガバナンスの概要

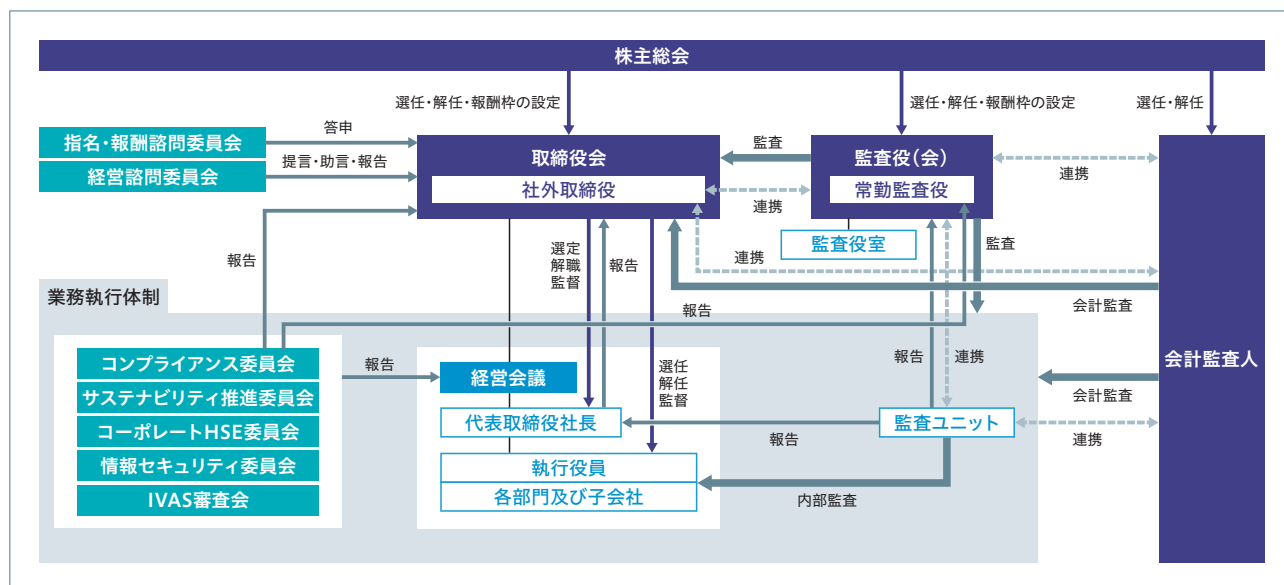
当社の機関設計は、業務に精通した取締役による業務執行を監査役が監査する「監査役設置会社」を採用しています。また、「執行役員制度」を導入し、機動的かつ効率的な経営体制を構築しています。当社事業では産油国政府、海外の石油会社等との交渉機会が多く、これには当社事業に関する知識・技術並びに国際的な経験を有し、業務に精通した社内出身の取締役・執行役員があたり必要があります。社内出身取締役は原則として執行役員を兼務することで、取締役会が効率的な業務執行を行うとともに、実効的な経営の監督を行える体制を確保しています。また、経営の透明性の向上と取締役会の実効的監督機能の強化を図る観点に加え、独立した立場から社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12名のうち5名の社外取締役を選任しています。また、当社の監査役は全5名中4名が社外監査役

で、監査役会を設置するとともに監査役室を設置し、監査役室の専任者を配置することで、内部監査部門（監査ユニット）や会計監査人との連携を強化しています。

コーポレートガバナンス体制の概要

組織形態	監査役設置会社	
取締役	定款上の員数	16名以下
	人数(うち社外取締役)	12名(5名)
	任期	1年
監査役	定款上の員数	5名以下
	人数(うち社外監査役)	5名(4名)
	任期	4年
独立役員の数	9名(社外取締役5名、社外監査役4名)	
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）



コーポレートガバナンスに関する基本方針

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。また、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」を制定しております。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。

各会議体の概要

● 取締役及び取締役会

取締役会は、株主に対する受託者責任を認識した上で、実効的なコーポレートガバナンスの実現により、十分な監督機能を発揮するとともに、経営の公正性・透明性を確保し、持続的な成長と中長期的な企業価値の向上を図ることを責務としています。当社の取締役会は12名で構成され、うち5名は社外取締役です。取締役会は、毎月1回及び必要に応じて随時開催し、経営戦略や重要な業務執行について審議・決定するとともに、取締役の職務の執行を監督しています。また、グローバルな経営環境の変化への即応性を高め、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。

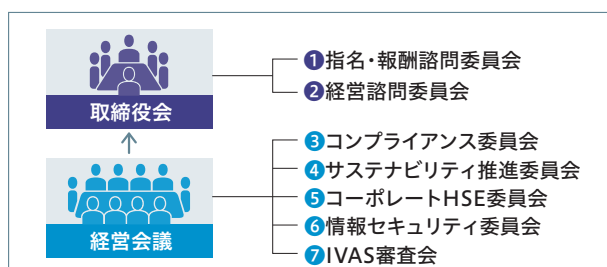
● 監査役及び監査役会

当社は監査役制度を採用しています。5名の監査役で監査役会を構成し、うち4名は社外監査役です。監査役は、取締役会や経営会議等に出席するとともに、担当部署からのヒアリングや報告等を通じて取締役・執行役員の職務の執行を監査しています。また、会計監査人と定期的及び随時に会合を持ち、監査に関する報告等を受けるとともに監査上の重要ポイントについての意見交換を行っております。更に、監査役は、内部監査部門(監査ユニット)の年度監査計画の策定に際して意見交換を行い、監査ユニットが実施した内部監査の報告を四半期毎に受けています。この他、常勤監査役は、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随時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。

● 経営会議及び執行役員制度

業務執行に関する意思決定の迅速化の観点から「経営会議」を設置し、週1回及び適宜開催しています。経営会議では、取締役会に属さない決議事項の機動的な意思決定を行うとともに、取締役会の意思決定に資するための議論を行っています。また、当社は急速に変化する経営環境及び業務の拡大に的確・迅速に対応するため、執行役員制度を導入しています。執行役員の任期も、取締役と同様に1年としています。

● 社内委員会



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、④サステナビリティ推進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

2021年度開催回数：6回

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

② 経営諮問委員会

2021年度開催回数：1回

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

2021年度開催回数：3回

当社グループとして一貫したコンプライアンスの取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 サステナビリティ推進委員会

2021年度開催回数：2回

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組みの推進を目的として2012年4月に設置。コーポレートガバナンスや気候変動対応を含め、サステナビリティに関する基本方針、サステナビリティ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

2021年度開催回数：8回

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組みを推進するために2007年10月に設置。コーポレートHSE方針、年度重点目標等を策定の上、組織横断的なHSE活動を推進している。

⑥ 情報セキュリティ委員会

2021年度開催回数：2回

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

2021年度開催回数：11回

当社が参画する主要な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。

社外取締役、監査役による経営のモニタリング

● 社外取締役

社外取締役の選任にあたっては、独立性の観点に加え、経営判断の妥当性の評価、監督機関としての実効性、専門性、客観性等を総合的に考慮することが重要と考えています。当社の社外取締役5名は、資源・エネルギー業界や財務・法務その他の分野において、企業経営経験者、学識経験者又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。なお、社外取締役のうち1名は、当社株主である三菱商事株式会社の顧問を兼任しております。一方、同社は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、競争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おります。このため、当社では、当社取締役が会社法上の競争避止義務、利益相反取引への適切な対処や情報漏洩防止等に関して、常に高い意識をもって経営にあたり、当社取締役としての職務を的確に遂行していくことの重要性に鑑み、上記1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」を受理しております。

● 社外監査役

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

● 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、株式会社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」を制定していません。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。

社外役員の独立性に関する基準

当社においては、東京証券取引所が定める独立性基準を踏まえ、以下の各号のいずれにも該当しない場合、社外役員に独立性があると判断している。

- 1 当社の主要株主（直接又は間接に10%以上の議決権を有する者）又はその業務執行者
- 2 当社を主要な取引先とする者^{※1}又はその業務執行者
- 3 当社の主要な取引先^{※2}又はその業務執行者
- 4 当社又はその子会社から役員報酬以外に、過去3年平均で、年間1,000万円を超える金銭その他の財産を得ている弁護士、公認会計士、コンサルタント等（当該財産を得ている者が法人、組合等の団体である場合は、当該団体に所属する者をいう。）
- 5 当社又はその子会社の会計監査人（当該会計監査人が監査法人である場合は、当該監査法人に所属する者をいう。）
- 6 当社又はその子会社から、過去3年平均で、年間1,000万円を超える寄附又は助成を受けている者（ただし、当該寄附又は助成を受けている者が法人、組合等の団体である場合は、当該寄附又は助成の額が、過去3年平均で、年間1,000万円又は当該団体の年間総費用の30%のいずれか大きい額を超える団体の理事その他業務を執行する役員。）
- 7 直近3年間において、上記1から6のいずれかに該当していた者
- 8 次の(1)から(4)までのいずれかに掲げる者（重要でない者^{※3}を除く。）の二親等以内の親族
 - (1) 上記1から7のいずれかに掲げる者
 - (2) 当社の子会社の業務執行者
 - (3) 当社の子会社の業務執行者でない取締役又は会計参与（社外監査役を独立役員として指定する場合に限る。）
 - (4) 直近3年間において上記(2)若しくは(3)又は当社の業務執行者（社外監査役を独立役員として指定する場合にあっては、業務執行者でない取締役を含む。）に該当していた者
- 9 前各号のほか、当社における実質的な判断の結果、当社の一般株主と利益相反が生ずるおそれがある者

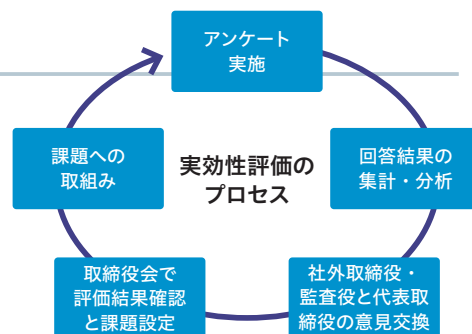
※1：「当社を主要な取引先とする者」とは、当該取引先における事業等の意思決定に対して、当社が当該取引先の親会社・関連会社と同程度の影響を与え得る取引関係がある取引先をいい、具体的には、当社との取引による連結売上高が当該取引先の連結売上高等の相当部分を占めている、いわゆる下請企業等が考えられる。

※2：「当社の主要な取引先」とは、当社における事業等の意思決定に対して、親会社・関連会社と同程度の影響を与え得る取引関係がある取引先をいい、具体的には、当該取引先との取引による連結売上高等が当社の連結売上高の相当部分を占めている相手や、当社の事業活動に欠くことのできないような商品・役務の提供を行っている相手等が考えられる。

※3：具体的に「重要」な者として想定されるのは、1から3の業務執行者については各会社・取引先の役員・部長クラスの者を、4及び5の所属する者については各監査法人に所属する公認会計士、各法律事務所所属する弁護士（いわゆるアソシエイトを含む。）を想定している。

取締役会の実効性評価

当社は、取締役会全体が適切に機能しているかを定期的に検証し、課題の抽出と改善の取組みを継続していくことを目的として、取締役会全体の実効性の評価を毎年実施し、その結果の概要を開示することとしております。この方針に基づき、第7回目となる2021年度の評価を実施致しました。評価方法及び結果の概要は以下のとおりです。当社は、これら評価結果を踏まえて、引き続き、取締役会の実効性の向上を図ってまいります。



- 【評価方法】
- ①社外取締役と監査役の会合において、昨年の課題への取組み状況及び2021年度の実効性評価実施方法について議論
 - ②前回評価において第三者評価機関によりその妥当性が確認された、取締役会自身による自己評価方式を採用
 - ③評価・分析及び改善案の妥当性確認を目的に、今後は3年に1度程度のサイクルで第三者評価機関を起用する方針を確認

2020年度の課題

- 事業環境の変化を踏まえた経営戦略に関する議論の一層の充実
- 取締役会における議論の更なる活性化
- 取締役会の在り方に係る議論の深化
- グループガバナンスの在り方に関する議論の機会の確保

2021年度の評価結果

評価結果

取締役会全体の実効性は、全体として前年に引き続き十分に確保されている

- 各取締役及び監査役の自己評価
- 取締役会の構成、運営、役割・責務
- 指名・報酬諮問委員会の運営
- 前回評価での課題の改善状況 等

新たな課題

- ネットゼロ各事業への取組み計画・進捗を含む経営戦略の議論の深化
- 取締役会における議論の更なる活性化
- 取締役会の在り方に係る議論の深化
- ポートフォリオマネジメントに関する議論の充実

当社は、今回の評価結果を踏まえて、引き続き取締役会の実効性向上を図ってまいります。

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。法令に別段の定めがある場合を除き、甲種類株式は株主総会における議決権を有していませんが、甲種類株主は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、又は否定的な影響が及ぶことがないよう、当社の役割が確保されると考えられるとともに、ナショナル・フラッグ・カンパニーとして我が国向けエネルギー安定供給の効率的実現の一翼を担うことが期待され、対外的な交渉、信用面で積極的な効果が期待できると考えています。

役員報酬

取締役（社外取締役を除く。）の報酬は、役位ごとの職務内容に応じた「基本報酬」、短期インセンティブとしての「賞与」、中長期インセンティブとしての「株式報酬」で構成し、社外取締役はその職務の独立性の観点から、「基本報酬」のみで構成されます。

短期インセンティブである賞与については、当社の主要な財務指標である親会社株主に帰属する当期純利益（以下「当期利益」）と探鉱投資前営業キャッシュフローに加え、非財務指標として安全指標（重大な事故ゼロ）を採用し、これらの目標達成度に応じて右表の評価ウェイトに基づき報酬額を算定し、最終的な報酬額は0～200%の範囲内で変動します。

取締役(社外取締役を除く。)の賞与算定におけるKPI

	賞与のKPI	評価ウェイト
財務指標	当期利益	45%
	探鉱投資前営業キャッシュフロー	45%
非財務指標	安全指標（重大な事故ゼロ）	10%

中長期インセンティブである株式報酬については、取締役（社外取締役及び国内非居住者を除く。）及び執行役員（国内非居住者を除く。）（以下併せて「取締役等」という。）を対象に、当社の中長期的な業績及び企業価値向上への取締役等の貢献意識を高めることを目的とした業績連動型の要素と、取締役等の自社株保有を通じて株主との利害共有意識を強化することを目的とした固定

型の要素を併せた信託型株式報酬制度を通じて支給します。業績連動部分にかかる指標は中期経営計画における主要な財務指標である当期利益、探鉱投資前営業キャッシュフロー、ROE及び総還元性向に加えて、主要な非財務指標であるバレル当たり生産コスト及び温室効果ガス排出原単位を採用し、これらの目標達成度に応じて下表の評価ウェイトに基づき報酬額を算定し、最終的な報酬額は0～200%の範囲内で変動します。なお、取締役等に重大な不正・違反行為等が発生した場合、当該取締役等に対し、本制度における当社株式等の交付等を受ける権利の喪失又は没収（マルス）、交付した当社株式等相当の金銭の返還請求（クローバック）ができるものとします。

取締役（社外取締役を除く。）及び執行役員 業績連動型株式報酬算定におけるKPI

株式報酬のKPI		評価ウェイト
財務指標	当期利益	30%
	探鉱投資前営業キャッシュフロー	30%
	ROE	10%
	総還元性向	10%
非財務指標	バレル当たり生産コスト	10%
	温室効果ガス排出原単位	10%

取締役の報酬は、指名・報酬諮問委員会において報酬等の額及び算定方法並びに個人別の報酬等の内容に係る決定方針に基づく主要事項を審議の上、取締役会に対して答申を行うこととし、取締役会は同委員会の答申の内容を踏まえ、株主総会で承認された内容及び金額の枠内で決定することとします。なお、個人別の各種別報酬の支給額については、取締役会決議により一任を受けた代表取締役社長が、委員の過半数を、独立社外取締役を含む社外役員で構成する指名・報酬諮問委員会の審議内容に基づき決定します。

また、当社を取り巻く外部環境や社会・経済情勢等に

鑑み、各報酬にかかる目標値や算定方法等の妥当性について指名・報酬諮問委員会において慎重に審議の上、同委員会の答申を踏まえ、取締役会の決議により各取締役の報酬額に必要な調整を加えることがあります。

取締役の報酬水準は、外部報酬調査機関による同規模企業群及び類似業種企業群をピアグループとした役員ごとの報酬水準に係る調査・分析を行った後、指名・報酬諮問委員会において妥当性を検証します。

社内取締役の基本報酬、賞与、株式報酬の比率については、原則として上位の役位ほど業績連動報酬（賞与及び株式報酬）のウェイトが高まる構成とします。

2021年度における取締役及び監査役の報酬等の額

役員区分	報酬等の総額 (百万円)	報酬等の種類別の総額 (百万円)			対象となる役員 の員数 (名)
		基本報酬	業績連 動報酬 賞与	非金銭 報酬等 株式報酬	
取締役 (社外取締役を除く)	536	384	140	11	8
監査役 (社外監査役を除く)	31	31	-	-	1
社外役員	159	159	-	-	10

- (注) 1. 取締役の基本報酬は、2017年6月27日開催の第11回定時株主総会において月額4,700万円以内(うち社外取締役に対して月額600万円以内)であり、当該決議日時点の員数は15名(うち社外取締役は6名)です。なお、2022年3月25日開催の第16回定時株主総会において、賞与を含め年額9億円以内(うち社外取締役に対して1億円以内)に改定しており、当該決議日時点の員数は12名(うち社外取締役は5名)です。
2. 監査役の基本報酬は、2019年6月25日開催の第13回定時株主総会において、月額1,000万円以内と決議されており、当該決議日時点の員数は5名です。なお2022年3月25日開催の第16回定時株主総会において、年額1億4,000万円以内に改定しており、当該決議日時点の員数は5名です。
3. 賞与額は、2022年3月25日開催の第16回定時株主総会において当事業年度末時の取締役のうち社外取締役を除く8名に対して総額1億4,000万円を支給する旨の決議に基づく金額です。
4. 当社は、2018年6月26日開催の第12回定時株主総会において、取締役(社外取締役及び国内非居住者を除く)及び執行役員の株式報酬(役員報酬BIP信託)の導入を決議しており、当該決議日時点の取締役(社外取締役及び国内非居住者を除く)の員数は7名です。上記の株式報酬は、取締役に対する役員報酬BIP信託に関して当事業年度中に付与した株式付与ポイントに係る費用計上額であります。なお、2022年3月25日開催の第16回定時株主総会において当社が拠出する1事業年度あたりの金員の上限は434百万円、制度対象者に付与するポイントの1事業年度あたりの上限は806,000ポイント(当社株式806,000株相当)に改定しており、当該決議日時点の取締役(社外取締役及び国内非居住者を除く)の員数は7名です。

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EY新日本有限責任監査法人より受けています。監査報酬は、監査計画・監査日数等を総合的に勘案し、監査役会の同意を得た上で、決定しています。

①会計監査の状況

会計監査法人名	EY新日本有限責任監査法人
継続監査期間	46年間
業務を執行した 公認会計士の氏名	古杉 裕亮、高橋 聡、吉田 剛、 諸貫 健太郎
会計監査業務に係る 補助者の構成	公認会計士29名、 会計士試験合格者等7名、その他43名

②監査公認会計士等に対する報酬

監査証明業務に基づく報酬	353百万円 (当社270百万円、連結子会社82百万円)
非監査業務に基づく報酬	17百万円 (当社5百万円、連結子会社12百万円)

③監査公認会計士等と

同一のネットワークファームに対する報酬(②を除く)

監査証明業務に基づく報酬	132百万円 (当社-百万円、連結子会社132百万円)
非監査業務に基づく報酬	142百万円 (当社10百万円、連結子会社132百万円)

社内役員と 社外役員との座談会

取締役専務執行役員
総務本部長
佐瀬 信治

取締役専務執行役員
経営企画本部長
法務担当
橋高 公久

社外監査役 秋吉 満

社外取締役 西村 篤子

社外取締役 西川 知雄

当社は2015年度から継続的に取締役会の実効性評価を実施し、抽出された課題への対処を通じて実効性向上を図ってきました。また、本年2月に長期戦略と中期経営計画「INPEX Vision @2022」を公表しました。これらを踏まえて、当社取締役会の実効性や当社経営の未来等をテーマに座談会を開催しました。

テーマ① 取締役会の実効性について

——佐瀬 当社役員に就任されて西村取締役は4年、西川取締役は2年、秋吉監査役は3年が経過しましたが、当社の取締役会について、構成・雰囲気・運営、あるいはご就任当初から変化したこと等につきどのような印象をお持ちでしょうか。

西村 取締役就任以降の数期間は、エネルギー企業にとってはまさに転換期と重なり、気候変動問題への対応や、新型コロナウイルス感染症の感染拡大による社会経済への深刻な影響、地政学的リスクの高まり等により、取締役会においても、個別プロジェクトの議論を超えた、INPEXの中長期的な戦略に関する議論や、競争力・企業価値の向上を実現させるための議論により多くの時間が充てられるようになってきました。運営面でもそうした中長期的な課題の議論の機会を確保するため、社外役員向けの事前説明会の充実や、審議事項の絞り込み、資料のタイムリーな共有など実効性強化のための具体的な取組みが進められている印象です。

取締役会メンバーの多様性確保の観点でも、取締役12名のうち5名が社外取締役であり、また監査役も5名中4名が社外監査役となっており、多様な知見を持つメンバーによる幅広い視点からの活発な議論、充実した審議がなされていると評価しています。

国内外の操業現場を訪問する機会の

充実にも取り組まれており、施設見学や現地従業員との懇談を通じて大規模なプロジェクトのオペレーターシップを担う重要性を理解できたことや、豪州訪問時には政府関係者や先住民の方々との意見交換を通じて、現地の考えや期待に直接触れたことは社外役員にとって有意義でした。こうした取組みは今後も続けてほしいと思います。

西川 取締役会の実効性向上に向けて、執行部や事務局が様々な努力をされている印象です。

事前説明会の実施や経営会議における議論の明示等により論点を明確化した上で、取締役会での執行部による議案説明は簡潔になされていることで、案件ごとに最適な審議時間が確保されています。また、各社外取締役や監査役からの指摘について、適切にフォローアップがなされ、適宜改善が図られており、充実したサポート体制が敷かれていると思います。

取締役の多様性については、今年も新たな陣容となりましたが、十分確保されていると思います。様々なバックグラウンドを持つメンバーにより、議論においては多様な意見が出されており、これに対して経営陣が聞く力を発揮されていることで案件審議に際して複眼的な検討・考察が可能となっています。

社外取締役の割合については、当社

は上場会社であると同時に、日本のエネルギー政策の一翼を担う存在であり、その特性を踏まえ在るべき取締役会の姿を考えるべきでしょう。

秋吉 この3年間で取締役会の議論の活性化が進んできたと思います。当社取締役会は、各社外役員に、議論へ積極的に関与しようという姿勢が見られることに加え、社内役員も活発に議論に参加されることが極めて印象的です。闊達な議論を行える雰囲気の醸成に、取締役会として引き続き注力いただきたいと思います。

取締役会の構成については、人数規模の点では実質的な討議が可能である現状の規模感が適切だと思います。また、取締役会の多様性の観点では、INPEX Vision @2022等に掲げた当社の課題を解決するための人選を進めていくことが必要でしょう。これらに並行して、取締役会の知見向上を図るために、特に脱炭素への対応として、技術面での理解促進や、グローバルな需給を含めたエネルギーの最新状況の情報共有・意見交換の場を引き続き提供することを期待しています。

佐瀬 事前説明会の充実や、各種専門家による講演会など、取締役会メンバーの知見向上や理解促進につながる取組みを継続しつつ、新型コロナウイルス感染症収束後は国内外の現場見学の機会も確保してまいります。

テーマ② INPEX Vision @2022や昨今の事業環境を踏まえた当社経営の未来について

——橘高 本年2月に「長期戦略と中期経営計画 (INPEX Vision @2022)」(以下、Vision) を発表しました。Vision策定にあたり社外役員の皆様にも活発に議論いただきましたが、改めて完成したVision、そして当社の未来についてのお考えをお聞かせください。また、Visionでは持続可能性=サステナビリティを全面に掲げましたが、「INPEXのサステナビリティ」についても、あわせてご意見を伺えたらと思います。



西村 Visionについては、社外取締役・監査役にも十分な情報を提供いただいた上で、取締役会でかなりの時間をかけて議論しました。2021年に発表した“今後の事業展開”策定時の審議を踏まえながら、更なる議論を経て2月に発表したVisionは、エネルギー情勢が不安定化・複雑化する今の状況にも十分に耐えうるような内容にでき上がったと考えています。エネルギーの安定供給の重要性は一層高まりながらも、脱炭素の潮流は中長期的に続いていくと考えており、ESG投資の流れも益々強まる中で、クリーンで多様なエネルギーの開発・安定供給に主導的役割を果たしていくというVisionはINPEXの未来、あるべき姿を示しているでしょう。この先進道は平坦ではありませんが、急速に事業の幅を広げている中で、取締役会としては、今まで以上に執行サイドとタイムリーに情報共有し、INPEXの立ち位置をしっかりと把握した上で経営判断をしていきたいですね。

Vision発表からまだ数か月しか経っていませんが、既に適切な組織改編を行い、I-RHEX (INPEX Research Hub for Energy Transformation) という技術研究拠点を立ち上げるなど、Vision達成に向けて「エネルギーの新しい風」を起こそうという意気込みを感じ、たいへん期待しています。

また、INPEXのサステナビリティについては、「社会が必要とするエネルギーを持続可能な形で供給する」というVisionへの取組み、そしてその成果が

重要な基盤となるでしょう。また、当然ながら事業そのものだけでなく、ESG含むあらゆる面でサステナブルであるために、弛まぬ努力が必要だと思います。



西川 ネットゼロカーボンに向けた取組みとエネルギーの安定供給の両立は、まさに世界が向き合っている難題であり、企業を取り巻く環境も不確実性が高まっています。この環境下で絶対的に正しい経営判断というのはあり得ず、むしろ、どんな状況でも即座に対応できるような体制を作っていくのが一番現実的だと考えています。そのために私たち社外役員が果たせる役割は、コーポレートガバナンスが機能しているかをきちんと確認し、機動的な体制作りには貢献することです。

当然ながら役員だけが会社を支えているわけではなく、従業員が会社を盛り上げていくことが、今のような転換期には益々重要となるのではないのでしょうか。その手段として、例えば利益を十分に従業員に還元することも必要でしょうし、INPEXに在籍していれば最先端のネットゼロカーボン分野に携わることができるという魅力的な会社であることも必要です。会社全体でこの難題に向き合っていきたいですね。

佐瀬 今回、Visionでも「最高に働き甲斐のある会社にする」という基盤整備に向けた取組みを掲げております。その重要性を肝に銘じて取り組んでいきたいと思えます。

秋吉 エネルギーの安定供給とネットゼロカーボン社会の実現の両立は、グローバルなサステナビリティ上の課題であり、INPEXはこれに正面から向き合っています。この課題を乗り越えるためには、従業員のエンゲージメントも今こそ高めていかないとはいけません。人材の確保、そして育成は、INPEXの未来に直結する重要な課題であると考えています。特に人材の確保は、是非早い段階で取組みを強化していただきたいです。

西村 私も優秀な人材の確保は重要な課題だと思います。私は現在大学でも教

鞭を取っており若い世代と関わる機会がありますが、彼らは地球規模の課題の存在を自分事として認識しています。そして、そうした課題になんらかの形で関わっていきたいという思いを持つ人が多いです。INPEXはまさにこの地球規模での課題解決や、SDGsの目標達成に貢献できる企業であるということ、自信を持ってアピールしていくべきです。今回のVisionは若い世代にはたいへん魅力的に感じる内容だと思うので、対外的にも積極的にPRいただければと思います。

西川 人材育成という観点では、他業種の企業等の若手・中堅社員間での定期的な勉強会や意見交換の機会を設けることも有効です。意外と自分の業界以外のことは知らない人も多く、他の世界を知ることで仕事のアイデアも増えると思います。

橘高 組織の一体感を生み出すためにも、当社の強みを活かした積極的な経営をしていく必要があると思います。ネットゼロ5分野についても今後当社の強みにしていけるよう、社外役員の皆様から多面的な意見をいただいて取り組んでいかなければならないと考えています。



秋吉 ネットゼロ5分野の中でも、特に水素・アンモニアやCCUSはINPEXが長年積み上げてきた強みを活かせる分野なので特に期待しています。

西村 この先数年間の投資の配分をどうするのかという点は、INPEXの未来を左右する話です。変化する情勢を的確に把握しつつ、しっかりと長い目で見ていかなければならないですね。

西川 必ずしも自社だけでやろうとせず、日本のエネルギー産業をけん引する立場として、産学連携なども積極的に活用いただけたらと思います。

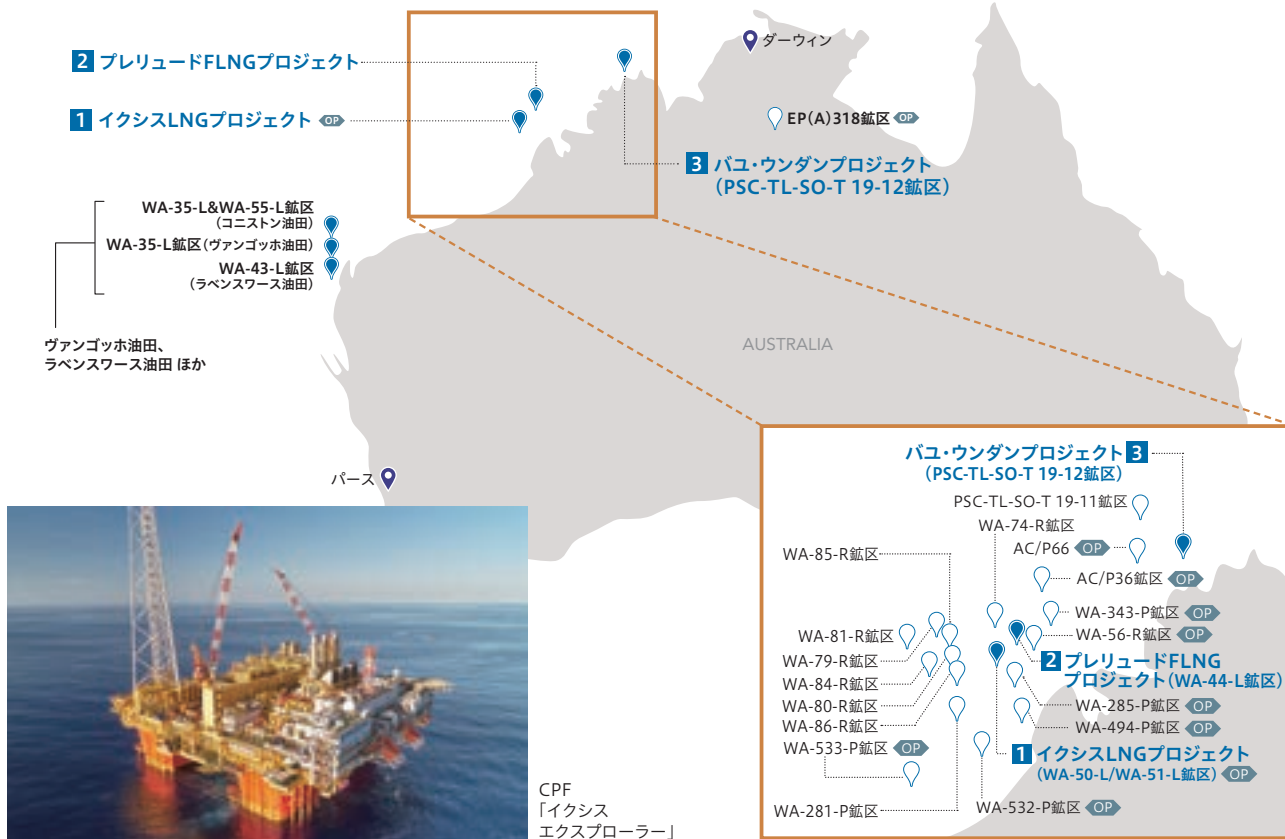
佐瀬 本日は貴重なご意見をいただきありがとうございました。ご意見いただいた点も念頭に置いて、更なる取締役会の実効性向上に努めるとともに、INPEX Vision @2022への取組みを加速させてまいります。

コアエリア別プロジェクトの状況

豪州

オセアニア地域では、大型LNGプロジェクトのイクシスに加え、探鉱プロジェクトも推進しており将来のポテンシャルも期待できます。

- 生産プロジェクト
- 開発プロジェクト
- 開発準備作業中プロジェクト
- 探鉱プロジェクト
- OP オペレータープロジェクト
- 主な当社グループ会社の本店・事務所



1 イクシスLNGプロジェクト

1998年に本プロジェクトが位置する鉱区の探鉱権を取得し、その後の探鉱・評価作業や基本設計作業などの開発準備作業を経て、2012年1月に最終投資決定をしました。生産に必要な施設の建設作業や試運転作業を経て、2018年7月に生産を開始し、その後、順次コンデンセート、液化天然ガス(LNG)、液化石油ガス(LPG)各製品の出荷を開始しました。2018年の生産開始以来、安定生産を継続しており、2021年は117のLNGカーゴを出荷しました。安全・安定操業に必要なメンテナンスを2022年7月から8月にかけて約1か月程度実施予定、2022年度も月に10隻程度のLNGカーゴの出荷を見込んでいます。現在の年間LNG生産能力890万トンを引き上げ、年間930万トンの安定生産を継続できる体制を2024年までに構築します。

契約地域(鉱区)	作業状況	生産能力	事業会社(設立)	権益比率(*オペレーター)
WA-50-L/ WA-51-L	生産中	LNG：年間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(ピーク時)	INPEX Ichthys Pty Ltd (2011年4月5日)	*同社 66.245% TotalEnergies 26.000% CPC 2.625% 東京ガス 1.575% 大阪ガス 1.200% 関西電力 1.200% JERA 0.735% 東邦ガス 0.420%

CCS導入について

LNG生産の維持・拡張と並行して、気候変動対応の一環として生産操業に伴い排出されるCO₂を回収、地下圧入、貯留するため、CCS事業を検討しています。具体的には、オーストラリア北部におけるCCS実施に向けた評価掘削を計画しています。2020年代後半にCCSを事業化、第一段階として年間200万トン以上のCO₂圧入開始を目指します。

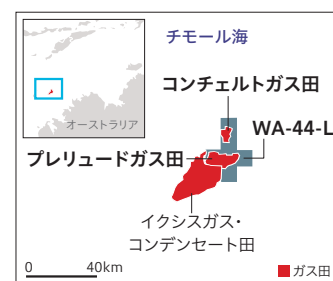
イクシスLNGプロジェクト周辺探鉱鉱区

イクシスLNGプロジェクト周辺では17の探鉱鉱区を保有しており複数のガス構造を発見しております。既存施設の活用を含め様々なシナジーが期待できると考えていることから、今後、周辺探鉱や既発見アセットへの参入及び開発を加速し、長期的な生産量の維持を一層確実にした上で、2030年頃のイクシスの拡張も視野に入れた更なる生産量拡大を目指してまいります。

契約地域(鉱区)	作業状況	事業会社(設立)	権益比率(*オペレーター)
WA-84-R/WA-85-R/ WA-86-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-56-R			*同社 60% TotalEnergies 40%
WA-80-R			同社 26.6064% *Santos 63.6299% Beach 9.7637%
WA-281-P			同社 29.5% *Santos 70.5%
WA-74-R/WA-79-R/ WA-81-R/			同社 40% *Santos 60%
WA-285-P	探鉱中	INPEX Oil & Gas Australia Pty Ltd (2012年2月28日)	*同社 62.245% TotalEnergies 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-494-P/ WA-532-P/ WA-533-P			*同社 100%
WA-343-P			*同社 100%
AC/P36			*同社 50% Murphy 50%
AC/P66			
EP(A)318			*同社 100%

2 プレリウドFLNGプロジェクト

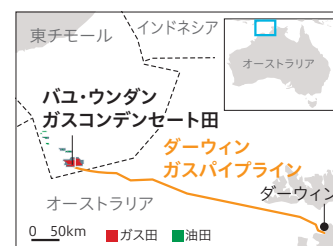
当社は、2012年6月にShell社がオーストラリア北西部沖で開発中のプレリウドFLNGプロジェクトの権益17.5%を取得しました。プレリウドFLNGプロジェクトは、西オーストラリアブルーム市の北北東約475キロメートルの沖合にあるWA-44-L鉱区のプレリウドガス田より、LNG年間360万トン、LPG年間約40万トン(ピーク時)、コンデンセート年間130万トン(ピーク時)をFLNG方式(浮体式)により生産・液化・出荷するプロジェクトです。オペレーターのShell社は、2011年5月にFLNG方式による最終投資決定を行いました。その後、生産に必要な施設の建設作業や試運転作業を経て、2018年12月に生産井からのガス生産、2019年3月にコンデンセートの出荷、同年6月にはLNGの出荷を開始しています。



契約地域(鉱区)	作業状況	生産能力	事業会社(設立)	権益比率(*オペレーター)
WA-44-L	生産中	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: 年間130万トン(ピーク時)	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%

3 バユ・ウダンプロジェクト(PSC-TL-SO-T 19-12(旧JPDA03-12鉱区))

当社は1993年にオーストラリアと東チモールの共同管理下にある旧JPDA03-12鉱区の権益を取得しました。その後複数の原油・ガスを発見し、そのうち、ウダン構造では、隣接する旧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、現在は、バユ・ウダンガスコンデンセート田として、コンデンセート、LPG、LNGの生産・出荷を行っています。なお、オーストラリアと東チモールが海上国境条約を批准したことにより、2019年に東チモールと新たに生産分与契約(PSC-TL-SO-T 19-12)を締結しています。また、気候変動対応の一環としてバユ・ウダンガスコンデンセート田の生産停止後、同生産施設及びダーウィンLNG施設を再利用し、豪州北西海域に位置するバロッサガス田やその他の周辺油ガス田から排出されるCO₂を回収・地下圧入、貯留するためのCCS事業を検討しています。



一部暫定境界線を含む

契約地域(鉱区)	作業状況	生産量※1	事業会社(設立)	権益比率(*オペレーター)
バユ・ウダンユニット	生産中	コンデンセート: 日量約12千bbl 天然ガス※2: 日量 約456百万cf LPG: 日量約6千 bbl	(株)INPEXサウル石油 (1993年3月30日)	同社 11.378120% *Santos 43.437907% SK E&S 25.000000% Eni 10.985973% Tokyo Timor Sea Resources (JERA/東ガス) 9.1980000%






※1 全鉱区ベース、2021年12月平均日産量 ※2 井戸元の生産量ではなく買主への販売に対応した数量

その他プロジェクト

契約地域(鉱区)	作業状況	事業会社	権益比率(*オペレーター)
WA-35-L & WA-55-L (ヴァンゴッホ油田、 コニストン油田)	生産中	(株)INPEXアルファ石油	同社47.499% *Santos 52.501%
WA-43-L (ラベンスワース油田)			同社28.5% *BHPBP 39.999% Santos 31.501%
PSC-TL-SO-T 19-11	探鉱中	INPEX東チモール沖石油(株)	同社35.47% *Eni 40.53% Timor Gap 24%

アブダビ

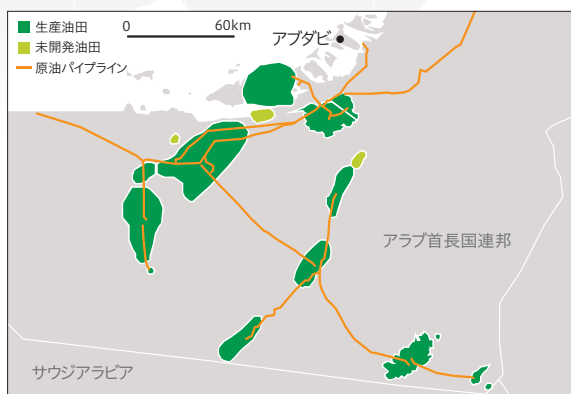
アラブ首長国連邦アブダビにおいては、探鉱活動に加えて、各生産プロジェクトが安定的に生産を続けており、更なる生産能力の増強に取り組んでいます。

-  生産プロジェクト
-  開発プロジェクト
-  探鉱プロジェクト
-  OP オペレータープロジェクト
-  主な当社グループ会社の本店・事務所



1 アブダビ陸上鉱区

当社は、アブダビ首長国陸上のADCO鉱区に係る入札に参加の上、2015年4月に同鉱区の5%の参加権益を取得し、2015年1月1日からの40年間を契約期間とする利権契約を同国政府及びアブダビ国営石油会社(ADNOC)と締結しました。同鉱区内には、世界でも有数の超巨大油田が存在し、現在12油田から安定的に原油生産が行われていますが、日量200万バレルの生産能力を更に増強する計画の検討を行っています。

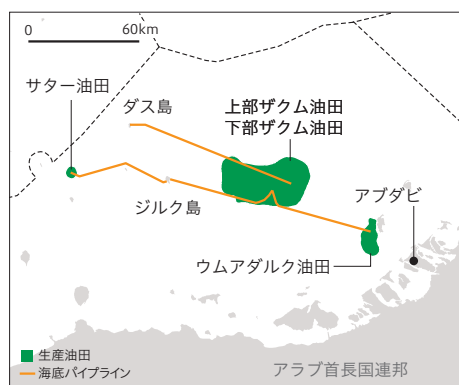


アブダビ陸上鉱区(原油処理施設)

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% TotalEnergies 10% BP 10% CNPC 8% NPIC 4% GS 3%

2 アブダビ海上油田

当社は、1973年からアラブ首長国連邦アブダビ沖合にて、海上油田の開発・生産事業に参画しています。2014年1月に上部ザクム油田の権益期限を15年余延長し、その後、2017年11月には、同油田の生産能力を日量100万バレルまで引き上げる計画に合意し、権益期限を更に10年間延長しました。2018年2月には、下部ザクム油田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年延長しました。これにより、当社はアブダビ海上に、世界有数の規模を誇る上部ザクム油田をはじめ、下部ザクム油田、サター油田、ウムアダルク油田の4つの海上油田の開発・生産に参画しています。上部ザクム油田、サター油田及びウムアダルク油田から生産される原油は、上部ザクム油田から約60キロメートル離れたジルク島へ送られます。ジルク島に送られた原油は処理が施された後、「アッパーザクム原油」として、貯油、積み出しが行われます。下部ザクム油田から生産される原油は、同油田から約90km離れたダス島へ送られ、ダス島で処理が施された後、ダス原油として貯油・積み出しが行われます。当社は、下部ザクム油田において、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。

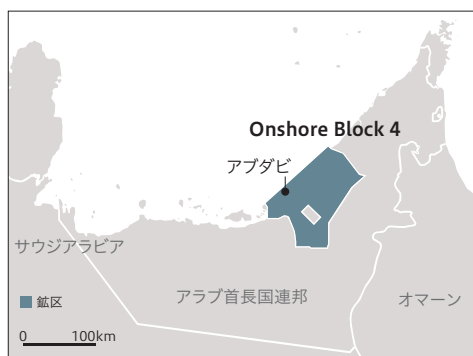


ジルク島

契約地域(鉱区)	作業状況	目標生産能力	事業会社(設立)	権益比率
下部ザクム油田	生産中	日量約45万バレル	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% TotalEnergies 5% Eni 5%
上部ザクム油田		日量約100万バレル	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		日量約2.5万バレル/ 日量約2万バレル		同社 40% ADNOC 60%

3 Onshore Block4鉱区

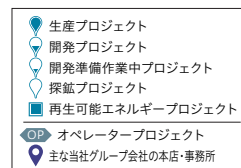
当社は、アブダビ国営石油会社(ADNOC)が2018年に実施した、アラブ首長国連邦アブダビ首長国において初めて開催された探鉱鉱区公開ラウンドに参加し、オペレーターとして単独で本鉱区を落札しました。2021年5月から8月にかけて試掘井を掘削した結果、複数の油ガス層を発見しました。今後、評価作業・探鉱活動を進め、早期の開発移行及び生産開始を目指します。



契約地域(鉱区)	作業状況	事業会社(設立)	権益比率
Onshore Block4鉱区	探鉱中	JODCO Exploration Limited (2019年2月6日)	同社 100%

東南アジア

東南アジアでは、大型LNGプロジェクトのアバディをはじめ、ムアララボ地熱事業等にも取り組んでおります。



アバディの掘削船

1 アバディLNGプロジェクト

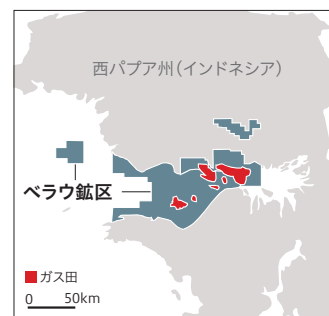
アバディLNGプロジェクトは、当社がオペレーターとしてShell社とともに、インドネシア領アラフラ海に位置するマセラ鉱区アバディガス田の天然ガスを陸上LNG施設で液化し、年間約950万トンのLNG、日量最大約35,000バレルのコンデンセートを生産し、周辺地域のガス需要に応じてパイプラインで日量約1億5千万立方フィートの天然ガスを供給する大規模なプロジェクトです。当社はインドネシア政府当局の公開入札により、1998年11月にマセラ鉱区の100%権益を取得しました。その後、オペレーターとして探鉱作業を推進し、2000年に掘削した試掘第1号井によりアバディガス田を発見し、探鉱・評価作業や各種開発検討を経て2018年3月から10月にかけて年産950万トン規模を想定する陸上LNGの概念設計(Pre-FEED)作業を実施しました。2019年6月には、Pre-FEED作業の結果等を踏まえた改定開発計画をインドネシア政府当局に提出、同年7月に承認され、改定開発計画の承認とあわせて、マセラ鉱区のPSC期限は2055年まで延長されることとなりました。その後、LNGプラント建設予定地及びその周辺における詳細サーベイ作業を実施していましたが新型コロナウイルス感染拡大の影響によりこれを中断し、ネットゼロカーボン社会に向けた対応の必要性にも鑑み、エネルギートランジションの中で競争力のあるクリーンなプロジェクトとすべく、現在は、CCUSの導入等によるプロジェクトのクリーン化と更なるコスト低減に向けて包括的な検討を実施中で、2030年代初頭の生産開始を目指して取り組んでいます。



契約地域(鉱区)	作業状況	事業会社(設立)	権益比率(*オペレーター)
マセラ	開発準備中	(株)INPEXマセラ(1998年12月2日)	*同社 65% Shell 35%

2 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KG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年まで)がインドネシア政府当局に承認され、その後開発作業を経て、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(FID)を行いました。本プロジェクトは、現在年間760万トンを生産している液化設備2系列に、年間380万トンの生産能力を有する第3系列を増設するもので、現在建設中です。

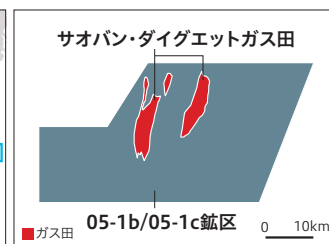


契約地域(鉱区)	作業状況	生産量※1	事業会社(設立)	権益比率(*オペレーター)
ベラウ	生産中	コンデンセート：日量約6千bbl 天然ガス※2：日量約1,114百万cf	MI Berau B.V. (2001年8月14日)	同社 22.856% *BP 48.0% 日石ベラウ 17.144% KGベラウ 12.0%
タンゲーユニット				同社 16.3% *BP 40.22% CNOOC 13.9% 日石ベラウ 12.23% KGベラウ 8.56% LNG Japan 7.35% KGウィリアガール 1.44%

※1全鉱区ベース、2021年12月平均日産量 ※2井戸元の生産量ではなく買主への販売に対応した数量

3 05-1b/05-1c鉱区(サオバン・ダイグエットガス田)

当社は、2004年にベトナム社会主義共和国、ホーチミン市から南東350キロメートルに位置する05-1b/05-1c鉱区を取得し、2010年にダイグエット(DN)構造に試掘井を掘削しガス・コンデンセートの集積を発見、2014年にはサオバン(SV)構造に試掘井を掘削しガス・コンデンセートの集積を発見しました。2017年にベトナム政府からSV/DNガス田開発計画について承認を取得し、2020年11月にサオバンガス田からガスの販売を開始しました。ダイグエットガス田においても引き続き開発作業を進めてまいります。



契約地域(鉱区)	作業状況	生産量※	事業会社(設立)	権益比率(*オペレーター)
05-1b/05-1c鉱区	生産中	天然ガス：年間15億m ³ (見込み) 原油・コンデンセート： 年間280万bbl(見込み)	(株)INPEXコンソン (2004年10月29日)	同社 36.92% *出光ベトナムガス開発 43.08% ベトロベトナム 20%

※全鉱区ベース

4 ムアララボ地熱事業

当社は2021年12月に、ムアララボ地熱事業に参画致しました。本事業は、インドネシア共和国西スマトラ州南ソロク県に位置するムアララボ地熱鉱区において、欧州大手総合エネルギー企業のENGIE、住友商事株式会社及びインドネシアの民間地熱発電事業デベロPPERであるPT Supreme Energyが共同で実施しているものです。本事業で操業するムアララボ地熱発電所は、現在、定格出力約85MW(メガワット)で商業運転中であり、同国スマトラ島の約42万世帯の年間使用電力量に相当する電力を賄っています。本事業は、2019年12月の商業運転開始から30年間にわたって、インドネシア国営電力会社(PT PLN(Persero))に地熱で発電した電力を販売する計画です。



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)
ムアララボ地熱事業	商業運転中	(株)INPEX 地熱開発 (2021年5月26日)	*PT Supreme Energy Muara Laboh(出資比率：同社 30% 住友商事50% PT Supreme Energy 20%)

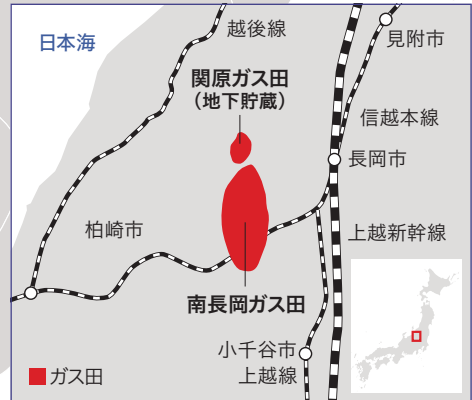
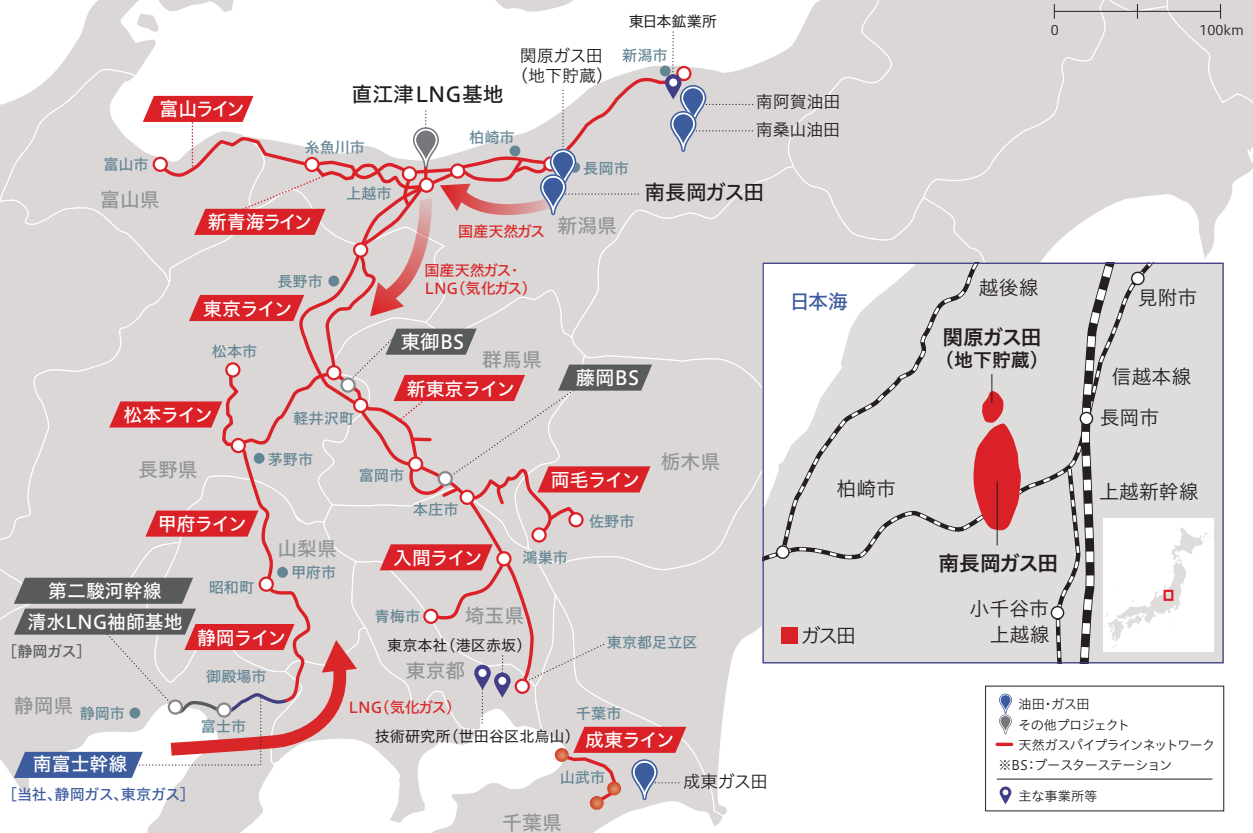
その他プロジェクト

契約地域(鉱区)	作業状況	事業会社	権益比率(*オペレーター)
セブク鉱区	生産中	(株)INPEX南マカッサル	同社 15% *Pearl Oil 70% TotalEnergies 15%
SK-10鉱区	生産中	JXマレーシア石油(株)	*同社 75% Petronas 25% 同社への当社出資比率15%
サルーラ地熱事業	商業運転中	インベックスジオサマルサルーラ(株)	*Sarulla Operations Ltd.(出資比率：同社 18.2525% 九州電力 25% 伊藤忠商事 25% Medco Energy International 18.9925% Ormat Technologies 12.75%)

コアエリア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、約1,500キロメートルの天然ガスパイプライン及びLNG受入基地のオペレーションを行っています。



- 油田・ガス田
- その他プロジェクト
- 天然ガスパイプラインネットワーク
- ※ BS: ブースターステーション
- 主な事業所等

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)で受入・製造したLNG気化ガスを、関東甲信越及び北陸地域に広がる約1,500キロメートル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様に販売する事業です。

当社は、操業の効率化による低油価耐性の向上を実現するため、プラント集約化やメンテナンス内製化によるコスト削減と技術力向上、適正管理によるプラント稼働率向上を図ります。また、天然ガスパイプラインについては、新東京ラインの延伸を2024年までに行い、供給体制の強靭化を図ります。

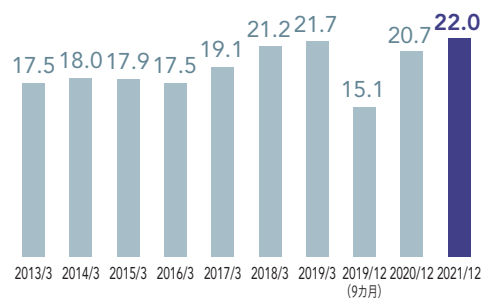
当社の天然ガス販売量は、供給インフラの拡充努力や天然ガスの環境優位性を背景として着実に拡大してきました。天然ガスは今後も熱源燃料だけでなく、自家発電やコージェネレーション燃料、天然ガス火力発電所燃料、化学製品原料など、多種多様な用途での利用が期待されています。

国内のエネルギー市場では、競争の激化により厳しい事業環境にありますが、ネットゼロカーボン社会を見据えた取組みやレジリエンス(対応力)強化など、多様化する顧客ニーズに応じた需要開発に注力しており、他燃料からガスへの燃料転換に加え、カーボンニュートラルガスの導入、オンサイトのメタネーションや水素供給の提案に取り組んでいます。また、INPEX 4U Challenge Labを通じ、卸先の都市ガス事業者が地域の期待・ニーズに応える取組みをサポートしているほか、エネルギー地産地消とレジリエンス強化に資するマイクログリッド事業を含め、電力販売事業を推進しています。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。

国内天然ガス販売量の推移

(億Nm³/年)

※1m³当たり41.86MJ

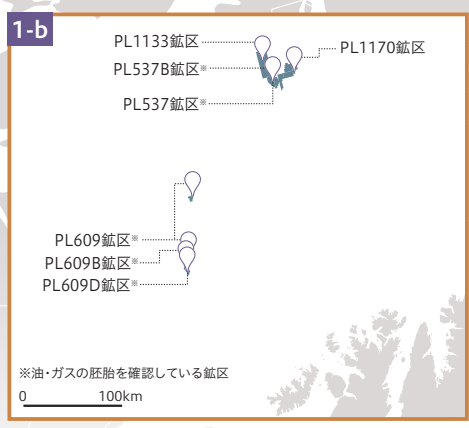
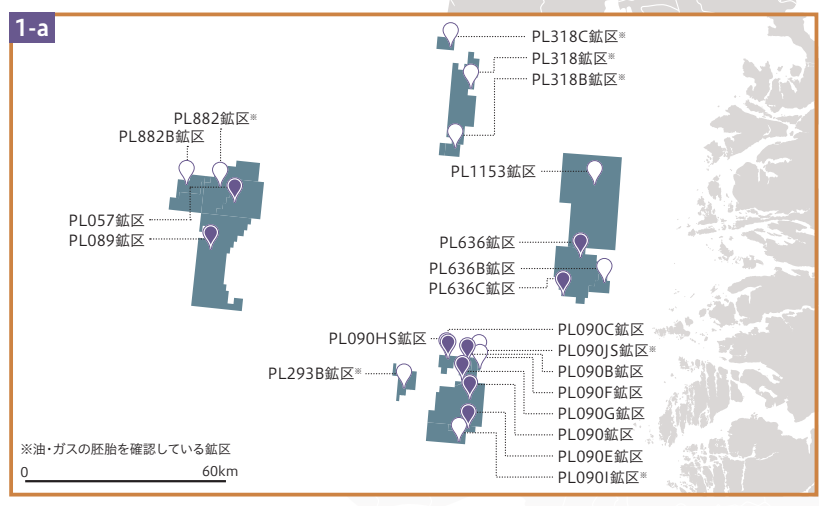
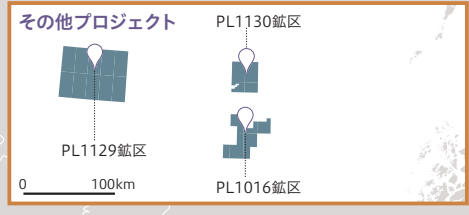
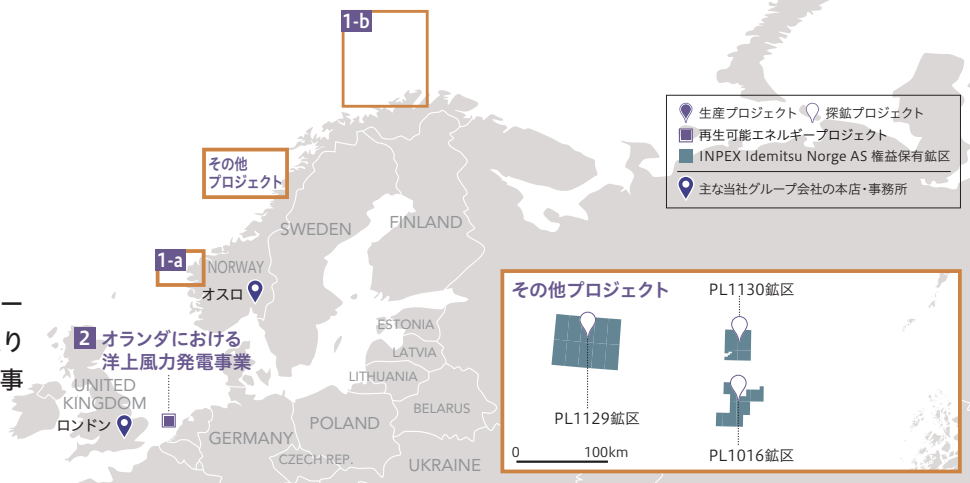


国内探鉱事業

当社は、2022年に南関原(新潟県)及び島根・山口県沖合における天然ガス探鉱を実施予定です。南関原探鉱は2022年11月より掘削開始予定。島根・山口県沖合における試掘調査は、5月より開始しています。

欧州

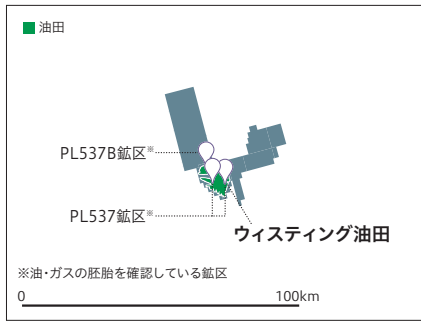
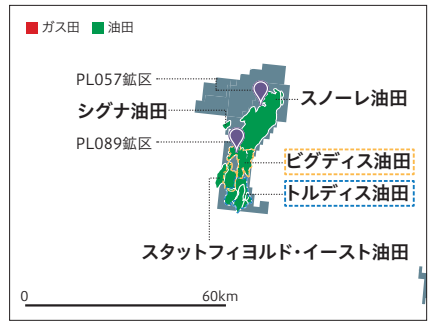
欧州地域においては、ノルウェーをはじめとした上流事業に取り組みとともに、オランダの風力発電事業にも取り組んでいます。



1 スノーレプロジェクトほか

当社は、2022年1月に、出光興産株式会社及び大阪ガスサミットリソーシズ株式会社と、両社が保有する出光スノーレ石油開発株式会社(新商号：株式会社INPEXノルウェー)の株式50.5%を取得しました。INPEXノルウェーは、同社の100%子会社であるINPEX Idemitsu Norge AS社(ノルウェー法人)を通じて、スノーレプロジェクトをはじめとする10の生産中の油ガス田権益のほか、複数の有望な既発見未開発油ガス田と探鉱鉱区を保有しており、当社上流事業のポートフォリオの最適化に資するものと考えております。

中核アセットであるスノーレプロジェクトでは、操業に必要な電力の約35%が現在建設中の浮体式洋上風力発電設備(名称：Hywind Tampen)により供給される予定であり、また、PL537、537Bのウィスティング油田開発計画においては、陸上水力発電から供給される電力の利用による油ガス田生産プラントのCO₂排出量の削減が検討されています。



生産施設から望むHywind Tampen(完成予想図)

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)
PL057	生産中(Snorre)		同社9.6% *Equinor 31.0% Petoro 30.0% Wintershall Dea 24.5% Vår 4.9%
PL089	生産中(Snorre、Tordis、Vigdis、Statfjord Øst、Sygna)	INPEX Idemitsu Norge AS (1989年9月25日)	同社9.6% *Equinor 41.5% Petoro 30.0% Vår 16.1% Wintershall Dea 2.8%
PL537、PL537B	探鉱中(油・ガス胚胎を確認している鉱区を含む)		同社10.0% *Equinor 35.0% Lundin 35.0% Petoro 20.0%

2 オランダにおける洋上風力発電事業

当社は、2021年12月に、三菱商事株式会社の100%孫会社である蘭法人Diamond Generating Europe B.V.社(DGE-NL)とDGE-NL子会社の株式譲渡契約を締結し、関係機関での承認取得を経て2022年2月にオランダ沖合にて操業中のルフタダウネン洋上風力発電所の50%持分、及び2022年3月にボルセレIII/IV洋上風力発電所の15%持分を取得致しました。ルフタダウネン洋上風力発電所は、ノルドバイク市の沖合23kmに位置し、2015年9月から129MW(3MW×43基)の出力規模で商業運転を行っています。また、ボルセレIII/IV洋上風力発電所はウエストカペッレ市沖22kmに位置し、731.5MW(9.5MW×77基)の出力規模で2021年1月から商業運転を行っています。



ルフタダウネン洋上風力発電所

契約地域(鉱区)	作業状況	事業会社(設立)	株主
ルフタダウネン(Q10)	商業運転中	INPEX Renewable Energy Europe Limited (2021年11月17日)	同社 50% Eneco 50%
ボルセレIII/IV(B34)			同社 15% Eneco 10% Shell 20% Luxcara 10% Partners Group 45%

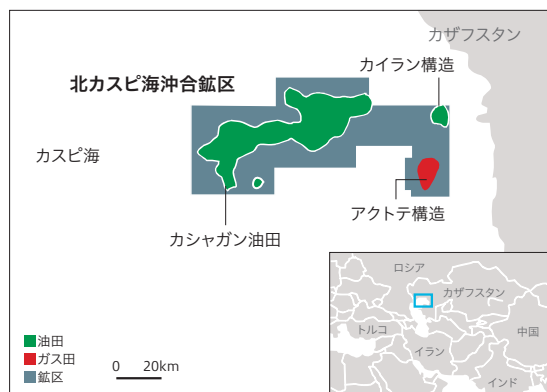
その他プロジェクト

契約地域(鉱区)	作業状況	事業会社	権益比率(*オペレーター)	
PL090, PL090E	生産中(Fram)	INPEX Idemitsu Norge AS	同社15.0% *Equinor 45.0% Vår 25.0% Neptune 15.0%	
PL090B	生産中(Byrding)		同社15.0% *Equinor 70.0% Neptune 15.0%	
PL090G	生産中(Fram H-Nord)		同社40.0% *Equinor 45.0% Neptune 15.0%	
PL090C	生産中(Vega)		同社15.0% *Wintershall Dea 45.0% Spirit 25.0% Neptune 15.0%	
PL636, PL636C	生産中(Duva)		同社30.0% *Neptune 30.0% PGNiG 30.0% Sval 10.0%	
PL882, PL882B	探鉱中(油・ガス胚胎を確認している鉱区を含む)		同社20.0% *Neptune 45.0% Petrolia NOCO 20.0% Concedo 15.0%	
PL090I			同社15.0% *Equinor 45.0% Vår 25.0% Neptune 15.0%	
PL090JS			同社40.0% *Equinor 40.0% Neptune 15.0% Wellesley 5.0%	
PL293B			同社10.0% *Equinor 51.0% DNO 29.0% Longboat 10.0%	
PL318, PL318B, PL318C	探鉱中		INPEX Norge AS	同社20.0% *Equinor 60.0% Petoro 20.0%
PL609, PL609B, PL609D				同社15.0% *Lundin 55.0% Wintershall Dea 30.0%
PL090F				同社40.0% *Equinor 45.0% Neptune 15.0%
PL090HS				同社15.0% *Equinor 45.0% Spirit 25.0% Neptune 15.0%
PL636B				同社30.0% *Neptune 30.0% PGNiG 30.0% Sval 10.0%
PL1133				同社10.0% *Lundin 35.0% Equinor 35.0% Petoro 20.0%
PL1153				同社30.0% *Aker BP 40.0% Wintershall Dea 30.0%
PL1170		同社10.0% *Lundin 35.0% Equinor 35.0% Petoro 20.0%		
PL1130		*同社60.0% M Vest 20.0% Wintershall Dea 20.0%		
PL1016		同社40.0% *OMV 60.0%		
PL1129	同社30.0% *Wintershall Dea 40.0% Lundin 30.0%			

その他のエリア

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。同鉱区内のカシャガン油田は、カザフスタン共和国アティラウ市から南東約75キロメートルのカスピ海域上、水深3～4メートルに位置し、2016年10月より原油の出荷を開始しています。当初の目標であった生産日量37万バレルを達成し、現在は、生産日量45万バレルを目指し作業を継続しています。

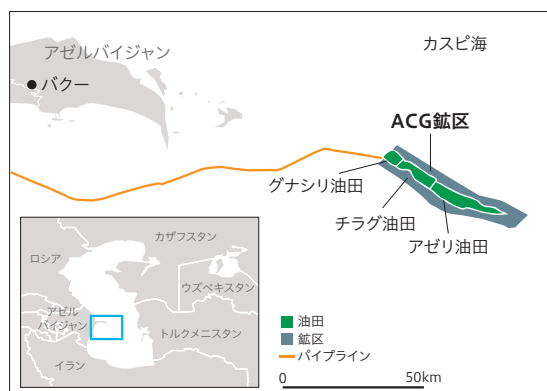


海上施設

契約地域(鉱区)	作業状況	事業会社(設立)	権益比率
北カスピ海沖合	生産中	(株)INPEX北カスピ海石油 (1998年8月6日)	同社 7.56% Shell 16.81% Eni 16.81% ExxonMobil 16.81% TotalEnergies 16.81% CNPC 8.33% KMG 16.87%

ACG油田

当社は、2003年4月にアゼルバイジャン南カスピ海沖合のACG(Azeri・Chirag・Gunashli アゼリ・チラグ・グナシリ)油田の権益を取得しました。現在、チラグ、アゼリ中央部・西部・東部、グナシリ深海部及びチラグ西部より原油生産を行っており、2021年9月に原油の累計生産量が40億バレルに達しました。現在、2023年の新規プラットフォームからの生産開始に向けて、開発作業を実施中です。



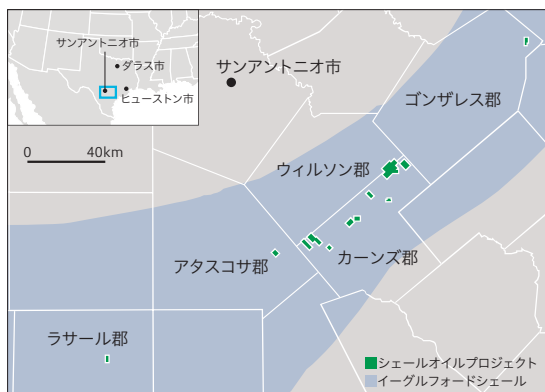
海上生産施設

契約地域(鉱区)	作業状況	生産量※	事業会社(設立)	権益比率(*オペレーター)
ACG	生産中	原油：平均日量45.8万bbl	(株)INPEX南西カスピ海石油 (1999年1月29日)	同社 9.31% *BP 30.37% MOL 9.57% SOCAR 25.00% Equinor 7.27% ExxonMobil 6.79% TPAO 5.73% 伊藤忠商事 3.65% ONGC 2.31%

※全鉱区ベース、2021年1月～12月の平均日産量

米国シェールオイルプロジェクト(イーグルフォード)

当社は、2019年4月に取得した米国テキサス州イーグルフォード シェールオイルプロジェクトにおいて、順調に原油・ガスを生産・販売しております。本プロジェクトの大部分は、シェールオイル、シェールガス開発の実績が豊富なイーグルフォードシェールの中でも原油の生産性の良いカーンズ郡に位置しており、一部の権益を除き、当社がオペレーターとして操業を行っています。



掘削作業現場

(by courtesy of Gulf Tex)

契約地域(鉱区)	作業状況	生産量*	事業会社(設立)	権益比率
米国テキサス州南テキサス地域 (イーグルフォードシェール)	生産中	原油：日量約0.6万bbl 天然ガス：日量10百万cf	INPEX Eagle Ford, LLC (2019年3月5日)	一部の地域を除き、当社が100% 権益を保有(当社オペレーター)

※当社権益分のネット生産量、2021年12月平均日産量

その他プロジェクト

契約地域(鉱区)	作業状況	事業会社	権益比率(*オペレーター)
キースリーキャニオン 874/875/ 918/919鉱区(ルシウス油田・ ハドリアンノース油田)	生産中	INPEX Americas, Inc.	同社 10.10769% *Occidental 63.81835% その他 26.07396%
キースリーキャニオン 921/965、 ウォーカーリッジ 881/925鉱区	探鉱中	INPEX US Offshore, LLC	同社 40% *Occidental 60%
BM-ES-23鉱区	探鉱中(油・ガスの胚胎 を確認している鉱区)	INPEX Petróleo Santos Ltda.	同社 15% *Petrobras 65% PTTEP 20%
R1.4 ブロック3 (ベルデイド)	探鉱中	INPEX E&P Mexico PB-03, S.A. de C.V.	同社 33.3333% *Chevron 33.3334% Pemex 33.3333%
R2.4 ブロック22(サリナ)		INPEX E&P Mexico, S.A. de C.V.	同社 35% *Chevron 37.5% Pemex 27.5%
ブロック10鉱区	探鉱中(油・ガスの胚胎 を確認している鉱区)	(株)INPEX南イラク石油	同社 40% *Lukoil 60%
サハリンI	生産中	サハリン石油ガス開発(株) (SODECO)	同社 30% *ExxonMobil 30% ONGC 20% Rosneft 20% 同社への当社出資比率6.08%
ザパドナ・ヤクラチンスキー鉱区/ ポリシェチルスキー鉱区		日本南サハ石油(株) (JASSOC)	同社 49% *INK 51% 同社への当社出資比率24.998%

Financial and Corporate Information

財務・会社情報

- 74 当社特有の会計処理・会計方針について
- 76 経営陣による財政状態及び経営成績の検討と分析
- 82 連結財務諸表／連結財務諸表の注記
- 104 独立監査人の監査報告書
- 108 連結子会社及び関連会社
- 110 事業等のリスク
- 117 石油・天然ガスの埋蔵量及び生産量について
- 120 会社情報

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)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れることを内容とする契約です。

■ 生産分与とコスト回収

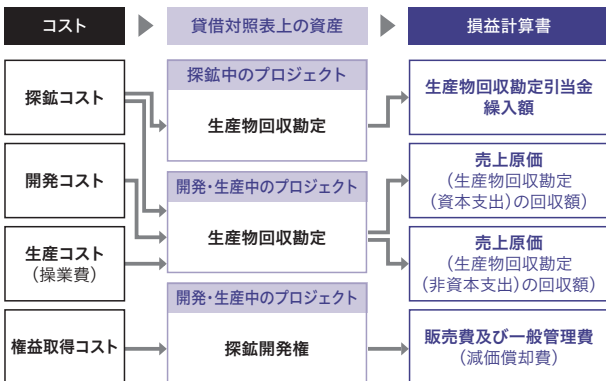
生産分与契約では、生産した原油・天然ガスを産油国政府(又は国営石油会社)と当社グループをはじめとするコントラクターの間で分配します。生産物の分配比率は、生産分与契約ごとに異なります。現在生産中の主要なプロジェクトにおける生産分与契約の場合は、四半期ごとの総生産量を次の方法で分配しております。

- (1)「コスト回収分」：当該四半期において発生した産油国政府との生産分与契約に基づき投下した作業費で、コスト回収額算定時の原油・天然ガスの価格に基づいて原油及び天然ガスに換算され、コントラクターのみに分配されます。算定時の原油・天然ガスの価格によってコスト回収分相当の原油・天然ガスに換算するため、原油・天然ガスの価格が上昇すると、「コスト回収分」を構成する原油・天然ガスの量が減少し、その分エクイティ分(下記参照)の量が増加します。当該四半期の生産量がコスト回収分見合いの原油・天然ガスの量に満たなかった場合、当該四半期のコスト回収分は実際の生産量により回収される金額まで減額され、その差額は翌四半期に繰り越されます。
- (2)「エクイティ分」：(1)を差し引いた結果の利益相当分の生産物であり、産油国政府とコントラクターとの間で、あらかじめ決められた比率により分配されます。

損益計算書上の会計処理は以下の通りです。

- コントラクターに分配される原油・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。

生産分与契約の会計処理



■ 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、全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、全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、開発段階又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又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、ライセンス又はリースを含む)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。

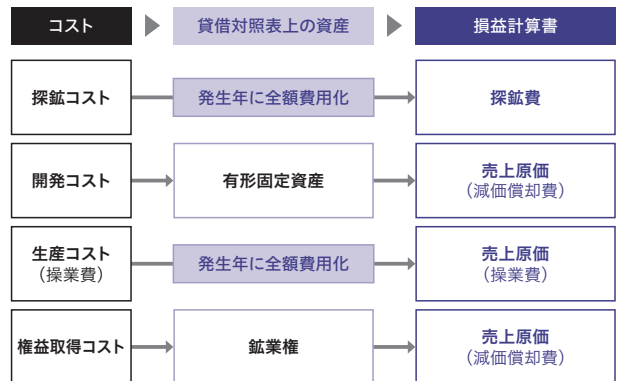
探鉱コスト

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

コンセッション契約の会計処理



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は、売上原価に計上しております。

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当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。

■ 固定資産の減損

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。減損の兆候があると判断された場合には将来キャッシュ・フローを見積り、資産グループから生じる回収可能価額が固定資産の帳簿価額を下回っている場合には減損損失を計上しております。また、油価・為替及び埋蔵量等は合理的な仮定を用いて見積っておりますが、仮定について見直しが必要となった場合、将来の業績に影響を及ぼす可能性があります。

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

■ 生産高比例法による償却

海外のコンセッション契約の生産施設並びに開発・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

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。

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、決算日現在において必要と認められる金額を計上しております。当社グループの探鉱投資計画に基づく評価は妥当であると考えておりますが、計画の変更があった場合には将来の業績に影響を及ぼす可能性があります。

■ 事業損失引当金

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

■ 繰延税金資産

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

■ 退職給付費用

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

■ のれん

取得原価と公正価値による純資産額との差額はのれんとして、20年の定額法で償却することとしております。

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

2021年12月期における世界経済は、新型コロナウイルス感染症の影響を受け先行きが不透明な状況が続いておりますが、各国の経済対策及びワクチン接種の進展等により、持ち直しの動きが見られております。我が国経済も同様に、9月末の緊急事態宣言解除後、社会経済活動の段階的な引き上げにより景気の回復・正常化が見込まれておりますが、依然として変異株をはじめとした感染症再拡大による経済活動停滞への懸念が続いております。

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、代表的指標の一つであるブレント原油(期近物終値ベース)で2021年12月期は1バレル当たり51.09米ドルから始まりました。OPEC+の段階的減産規模縮小や新型コロナウイルス変異種の感染拡大による原油需給の緩みが重荷となったものの、世界的な天然ガス価格高騰による発電向け代替燃料としての石油需要の高まりや、経済活動正常化の加速化等から上昇基調で推移し、年度末では77.78米ドルとなりました。これらを反映して、2021年12月期における当社グループの原油の

平均販売価格は、2020年12月期に比べ、1バレル当たり28.12米ドル上昇し、68.43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、2021年12月期は1米ドル103円台で始まりました。前半は、新型コロナウイルスワクチン接種拡大による世界経済正常化に対する期待の高まりや、FOMCで早期の利上げ期待を背景とした米金利上昇を受けて、110円台まで円安が進みました。後半は、9月のFOMCで再び米国の早期利上げが示され、米国の利上げペース加速の観測が強まったことを背景に115円台まで上昇しましたが、オミクロン型への警戒感から投資家のリスク回避姿勢が強まり、112円台まで値を下げました。期末にかけては落ち着きを取り戻し、期末公示仲値(TTM)は2020年12月期末から11円50銭円安の115円02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、2020年12月期に比べ、3円26銭円安の1米ドル110円11銭となりました。

業績概況

売上高

2021年12月期の売上高は、原油の販売価格の上昇により、2020年12月期の7,710億円に比べ4,733億円、61.4%増の1兆2,443億円となりました。

このうち原油売上高は2020年12月期の5,055億円に比べ3,996億円、79.1%増の9,051億円、天然ガス売上高は2020年12月期の2,505億円に比べ699億円、27.9%増の3,205億円となりました。

販売数量は、原油が2020年12月期に比べ2,837千バレル、2.4%増の120,118千バレルとなりました。天然ガスは、2020年12月期に比べ2,661百万立方フィート、0.6%減の464,805百万立方フィートとなりました。このうち、海外天然ガスは2020年12月期に比べ12,985百万立方フィート、3.3%減の377,068百万立方フィートとなり、国内天然ガスは、2020年12月期に比べ277百万立方メートル、13.3%増の2,351百万立方メートル、立方フィート換算では87,737百万立方フィートとなっております。海外原油売上の平均価格は2020年12月期に比べ、1バレル当たり28.12米ドル、69.8%上昇し、68.43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4.96米ドルとなり、2020年12月期に比べ1.35米ドル、37.4%の上昇となりました。なお、国内天然ガスの平均価格は立方メートル当たり45円73銭となり、2020年12月期に比べ1円20銭、2.6%の下落となっております。

売上高の増加額4,733億円を要因別に分析しますと、販売数量の増加により250億円の増収、平均単価の上昇により4,116億円の増収、売上の平均為替レートが円安となったことにより330億円の増収、その他の売上高が36億円の増収となりました。

売上原価

2021年12月期の売上原価は、2020年12月期の4,398億円に比べ1,290億円、29.3%増の5,689億円となりました。

探鉱費

2021年12月期の探鉱費は、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、2020年12月期の90億円に比べ26億円、29.0%減の64億円となりました。

販売費及び一般管理費

2021年12月期の販売費及び一般管理費は、2020年12月期の588億円に比べ61億円、10.4%増の649億円となりました。

減価償却費

2021年12月期の減価償却費は、2020年12月期の148億円に比べ14億円、9.5%減の134億円となりました。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、2021年12月期における営業利益は、2020年12月期の2,484億円に比べ3,421億円、137.7%増の5,906億円となりました。

その他収益

2021年12月期のその他収益は、2020年12月期の638億円に比べ484億円、75.9%増の1,122億円となりました。これは、持分法による投資利益の計上等によるものです。

その他費用

2021年12月期のその他費用は、2020年12月期の2,448億円に比べ1,854億円、75.7%減の594億円となりました。これは、減損損失の減少等によるものです。

(百万円、%)

	2020/12	2021/12	増減	増減率
売上高	¥ 771,046	¥1,244,369	¥473,322	61.4 %
原油	505,517	905,199	399,682	79.1
天然ガス	250,592	320,575	69,983	27.9
その他	14,937	18,594	3,657	24.5
売上原価	439,852	568,921	129,068	29.3
売上総利益	331,194	675,448	344,254	103.9
探鉱費	9,074	6,445	(2,629)	(29.0)
販売費及び一般管理費	58,815	64,920	6,104	10.4
減価償却費	14,832	13,425	(1,406)	(9.5)
営業利益	248,471	590,657	342,186	137.7
その他収益	63,803	112,246	48,442	75.9
受取利息	33,480	31,115	(2,365)	(7.1)
受取配当金	6,733	7,456	722	10.7
持分法による投資利益	—	38,834	38,834	—
生産物回収勘定引当金戻入額	—	7,572	7,572	—
その他	23,588	27,268	3,679	15.6
その他費用	244,880	59,446	(185,433)	(75.7)
支払利息	19,092	13,747	(5,344)	(28.0)
持分法による投資損失	12,999	—	(12,999)	(100.0)
生産物回収勘定引当金繰入額	2,566	—	(2,566)	(100.0)
探鉱事業引当金繰入額	2	—	(2)	(100.0)
為替差損	8,209	6,709	(1,499)	(18.3)
固定資産除却損	99	5,966	5,866	—
減損損失	189,940	14,170	(175,770)	(92.5)
その他	11,970	18,852	6,882	57.5
税金等調整前当期純利益	67,394	643,457	576,062	854.8
法人税等	171,200	429,532	258,331	150.9
当期純利益(損失)	(103,806)	213,924	317,731	—
非支配株主に帰属する当期純利益(損失)	7,893	(9,123)	(17,016)	—
親会社株主に帰属する当期純利益(損失)	¥(111,699)	¥ 223,048	¥334,748	— %

法人税等

2021年12月期の法人税等は、2020年12月期の1,712億円に比べ2,583億円、150.9%増の4,295億円となりました。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利益(損失)

2021年12月期の非支配株主に帰属する当期純損失は、91億円(2020年12月期は非支配株主に帰属する当期純利益78億円)となりました。

親会社株主に帰属する当期純利益(損失)

以上の結果、2021年12月期の親会社株主に帰属する当期純利益は、2,230億円(2020年12月期は親会社株主に帰属する当期純損失1,116億円)となりました。

財政状況

2021年12月期末の総資産は、2020年12月期末の4兆6,345億円に比べ5,236億円、11.3%増の5兆1,581億円となりました。このうち流動資産は、受取手形及び売掛金の増加等により2020年12月期末の3,870億円に比べ1,317億円、34.0%増の5,188億円となり、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、2020年12月期末の4兆2,474億円に比べ3,919億円、9.2%増の4兆6,393億円となりました。

一方、負債は、2020年12月期末の1兆6,331億円に比べ1,786億円、10.9%増の1兆8,117億円となりました。このうち流動負債は、2020年12月期末の3,392億円に比べ95億円、2.8

%増の3,488億円となり、固定負債は、2020年12月期末の1兆2,938億円に比べ1,690億円、13.1%増の1兆4,628億円となりました。

純資産は、2020年12月期末の3兆13億円に比べ3,450億円、11.5%増の3兆3,464億円となりました。このうち株主資本は、2020年12月期末の2兆5,672億円に比べ1,133億円、4.4%増の2兆6,806億円となりました。その他の包括利益累計額は、2020年12月期末の1,692億円に比べ2,741億円、162.0%増の4,434億円となり、非支配株主持分は、2020年12月期末の2,647億円に比べ424億円、16.0%減の2,223億円となりました。

投資及び資金の調達

■石油・天然ガスプロジェクトへの投資

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

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

2020年12月期及び2021年12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。

2020年12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	
株式会社INPEX及び連結子会社						
探鉱投資	¥ 930	¥ 3,961	¥ (589)	¥ 5,682	¥ 793	¥ 10,777
開発投資	2,061	62,262	24,617	52,386	13,532	154,860
小計	2,992	66,223	24,027	58,069	14,325	165,638
持分法適用関連会社						
探鉱投資	—	—	26	—	—	26
開発投資	—	1,470	1,653	917	—	4,042
小計	—	1,470	1,680	917	—	4,069
その他への設備投資(注)	2,706	12,546	—	—	—	15,252
投資額合計	¥5,698	¥80,240	¥25,707	¥58,987	¥14,325	¥184,959

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

2021年12月31日終了の連結会計年度	(百万円)					
	日本	アジア・オセアニア	ユーラシア (欧州・NIS諸国)	中東・アフリカ	米州	合計
株式会社INPEX及び連結子会社						
探鉱投資	¥ 488	¥ 1,183	¥ (587)	¥ 5,024	¥ 1,356	¥ 7,464
開発投資	4,446	83,220	25,335	46,840	12,002	171,844
小計	4,934	84,403	24,747	51,864	13,359	179,309
持分法適用関連会社						
探鉱投資	—	—	47	—	—	47
開発投資	—	1,255	1,394	2,900	—	5,549
小計	—	1,255	1,441	2,900	—	5,596
その他への設備投資(注)	5,978	12,273	—	—	—	18,251
投資額合計	¥10,912	¥97,932	¥26,188	¥54,764	¥13,359	¥203,158

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

2021年12月期の投資額は2,031億円となり(持分法適用関連会社の探鉱・開発投資55億円を含む)、2020年12月期の1,849億円に比べ181億円、9.8%の増加となりました。これは、主にアジア・オセアニア地域における投資額が増加したことによるものです。

2020年12月期及び2021年12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、%)			
	2020/12		2021/12	
株式会社INPEX及び連結子会社				
日本	¥ 10,931	9.6%	¥ 10,686	8.5%
アジア・オセアニア	44,393	38.9	51,491	41.0
ユーラシア(欧州・NIS諸国)	14,285	12.5	13,733	10.9
中東・アフリカ	41,744	36.6	46,647	37.2
米州	2,709	2.4	3,039	2.4
小計	114,065	100.0	125,598	100.0
持分法適用関連会社				
アジア・オセアニア	2,972	49.7	3,123	50.9
ユーラシア(欧州・NIS諸国)	460	7.7	633	10.3
中東・アフリカ	2,548	42.6	2,381	38.8
小計	5,981	100.0	6,138	100.0
合計	¥120,046	—%	¥131,737	—%

■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全て生産物回収勘定に計上されます。2020年12月期及び2021年12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。

	(百万円)	
	2020/12	2021/12
期首残高	¥568,377	¥575,544
加算：探鉱コスト	3,584	1,014
開発コスト	28,865	27,949
操業費	17,188	17,553
その他	6,184	3,566
減算：生産物回収勘定(資本支出)の回収額	(34,691)	(62,236)
生産物回収勘定(非資本支出)の回収額	(13,965)	(15,222)
期末残高	575,544	548,170
生産物回収勘定引当金(期末残高)	¥(69,441)	¥(61,871)

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。

2021年12月期の探鉱コストは10億円となり、2020年12月期の35億円に比べ25億円の減少となりました。これは主に中東・アフリカ地域における探鉱投資が減少したことによるものです。

2021年12月期の開発コストは279億円となり、2020年12月期の288億円に比べ9億円の減少となりました。これは主にアジア・オセアニア地域における開発投資が減少したことによるものです。

■資金の調達及び流動性

石油・天然ガスの探鉱・開発活動及び天然ガス供給インフラ施設等の建設においては多額の資金を必要とするため、内部留保による手許資金のほかに、外部からも資金を調達しております。探鉱資金については手許資金及び外部からの出資により、また、開発資金及び天然ガス供給インフラ施設等の建設資金については手許資金、銀行借入及び社債発行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建設資金については、日本政策投資銀行及び市中銀行からの融資を受けております。なお、イクシスLNGプロジェクトでは、2021年12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(Ichthys LNG Pty Ltd)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。

2021年12月期の操業費は175億円となり、2020年12月期の171億円に比べ3億円の増加となりました。これは主にアジア・オセアニア地域における操業費が増加したことによるものです。

2021年12月期のコスト回収額は774億円となり、2020年12月期の486億円に比べ288億円の増加となりました。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コスト回収額が増加したことによるものです。

2021年12月期末の生産物回収勘定引当金残高は618億円となり、2020年12月期末の694億円に比べ75億円の減少となりました。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。

2021年12月期は、開発投資等を目的とした銀行借入を行ったほか、当社グループ初となる社債(普通社債及び環境債)を発行し、資金調達の多様化を図りました。このほか、開発投資・探鉱投資等に向けて、独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構の出資を受けております。

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等に備え、一定の手元資金を保有することを基本方針としており、また、複数の金融機関とコミットメントライン契約を締結し、資金調達枠を確保しております。

2021年12月期末における借入金の残高は1兆1,502億円、現金及び現金同等物の残高は1,912億円です。

■キャッシュ・フローの状況

2020年12月期及び2021年12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。

	(百万円)	
	2020/12	2021/12
営業活動によるキャッシュ・フロー	¥ 292,915	¥ 445,457
投資活動によるキャッシュ・フロー	(417,189)	(130,727)
財務活動によるキャッシュ・フロー	126,747	(315,215)
現金及び現金同等物の期末残高	¥ 172,405	¥ 191,213

営業活動によるキャッシュ・フロー

2021年12月期の営業活動の結果得られた資金は4,454億円となり、2020年12月期の2,929億円に比べ1,525億円の増加となりました。これは主に、非資金項目である減損損失が減少したものの、油価の上昇等により税金等調整前当期純利益が増加したことによるものです。

投資活動によるキャッシュ・フロー

2021年12月期の投資活動の結果使用した資金は1,307億円となり、2020年12月期の4,171億円に比べ2,864億円の減少となりました。これは主に、債権譲受けによる支出が剥落したことによるものです。

財務活動によるキャッシュ・フロー

2021年12月期の財務活動の結果使用した資金は3,152億円(2020年12月期は1,267億円の収入)となりました。これは主に、短期借入金の純増減額が減少したことや、長期借入れによる収入が減少したことによるものです。

連結貸借対照表

株式会社INPEX及び連結子会社
2021年12月31日現在

<資産>	百万円		千米ドル(注3)
	2020/12	2021/12	2021/12
流動資産			
現金及び現金同等物(注7)	¥ 172,405	¥ 191,213	\$ 1,662,432
定期預金	10,573	10,551	91,731
受取手形及び売掛金(注5及び7)	83,810	168,224	1,462,563
たな卸資産(注7)	34,299	47,817	415,727
未収入金(注5)	40,748	42,309	367,840
その他(注7)	57,481	70,852	615,997
貸倒引当金	(12,225)	(12,104)	(105,233)
流動資産合計	387,093	518,864	4,511,076
有形固定資産			
建物及び構築物	402,332	407,253	3,540,714
坑井(注7)	651,938	764,382	6,645,644
機械装置及び運搬具(注7)	1,679,940	1,994,327	17,338,958
土地(注7)	18,591	18,666	162,284
建設仮勘定(注7)	385,405	292,836	2,545,957
その他	50,688	57,337	498,495
	3,188,897	3,534,804	30,732,081
減価償却累計額	(1,119,114)	(1,274,954)	(11,084,628)
有形固定資産合計	2,069,783	2,259,849	19,647,443
無形固定資産			
のれん	35,445	29,550	256,911
探鉱開発権	156,787	150,902	1,311,963
鉱業権	245,016	260,182	2,262,058
その他	4,587	6,025	52,382
無形固定資産合計	441,837	446,660	3,883,324
投資その他の資産			
生産物回収勘定	575,544	548,170	4,765,866
生産物回収勘定引当金	(69,441)	(61,871)	(537,915)
	506,102	486,298	4,227,942
投資有価証券(注5、6及び7)	297,867	403,356	3,506,833
長期貸付金(注7)	911,424	1,011,801	8,796,739
繰延税金資産(注8)	10,237	21,713	188,775
その他(注7)	13,231	11,704	101,756
貸倒引当金	(600)	(652)	(5,668)
探鉱投資引当金	(2,460)	(1,400)	(12,171)
投資その他の資産合計	1,735,804	1,932,821	16,804,216
固定資産合計	4,247,424	4,639,332	40,335,002
資産合計	¥ 4,634,518	¥ 5,158,196	\$ 44,846,078

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)
	2020/12	2021/12	2021/12
流動負債			
支払手形及び買掛金	¥ 15,090	¥ 14,888	\$ 129,438
短期借入金及び1年以内返済予定の長期借入金(注5、7及び13)	175,133	80,493	699,817
未払法人税等(注8)	12,676	51,350	446,444
未払金	70,478	98,518	856,529
賞与引当金	1,415	1,386	12,050
役員賞与引当金	54	200	1,738
事業損失引当金	9,351	9,400	81,724
探鉱事業引当金	9,496	9,444	82,107
資産除去債務(注17)	1,475	672	5,842
その他	44,116	82,533	717,553
流動負債合計	339,288	348,888	3,033,281
固定負債			
社債(注13)	—	30,000	260,824
長期借入金(注5、7、12及び13)	1,059,713	1,069,721	9,300,304
繰延税金負債(注8)	32,594	81,192	705,894
株式給付引当金	71	100	869
特別修繕引当金	577	650	5,651
退職給付に係る負債(注16)	8,158	7,048	61,276
資産除去債務(注17)	172,147	258,339	2,246,035
その他	20,627	15,845	137,758
固定負債合計	1,293,890	1,462,897	12,718,631
負債合計	1,633,178	1,811,786	15,751,921
純資産(注10)			
資本金	290,809	290,809	2,528,334
授權株式の総数: 2020/12 — 3,600,000,001株 2021/12 — 3,600,000,001株			
発行済株式の総数: 2020/12 — 1,462,323,601株 2021/12 — 1,462,323,601株			
資本剰余金	674,374	681,398	5,924,169
利益剰余金	1,607,524	1,783,841	15,508,963
自己株式: 2020/12 — 2,119,069株 2021/12 — 75,805,993株	(5,428)	(75,425)	(655,755)
株主資本合計	2,567,279	2,680,624	23,305,720
その他有価証券評価差額金	2,091	2,640	22,952
繰延ヘッジ損益	(54,054)	(16,171)	(140,592)
為替換算調整勘定	221,224	456,972	3,972,978
その他の包括利益累計額合計	169,261	443,441	3,855,338
非支配株主持分	264,798	222,344	1,933,089
純資産合計	3,001,339	3,346,409	29,094,148
偶発債務(注19)			
負債及び純資産合計	¥4,634,518	¥5,158,196	\$44,846,078

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

株式会社INPEX及び連結子会社
2021年12月31日終了の連結会計年度

	百万円		千米ドル(注3)
	2020/12	2021/12	2021/12
売上高	¥ 771,046	¥1,244,369	\$10,818,718
売上原価(注14)	439,852	568,921	4,946,278
売上総利益	331,194	675,448	5,872,439
探鉱費	9,074	6,445	56,033
販売費及び一般管理費(注14及び16)	58,815	64,920	564,423
減価償却費	14,832	13,425	116,718
営業利益	248,471	590,657	5,135,254
その他収益			
受取利息	33,480	31,115	270,518
受取配当金	6,733	7,456	64,823
持分法による投資利益	—	38,834	337,628
生産物回収勘定引当金戻入額	—	7,572	65,832
その他	23,588	27,268	237,071
その他収益合計	63,803	112,246	975,882
その他費用			
支払利息	19,092	13,747	119,518
持分法による投資損失	12,999	—	—
生産物回収勘定引当金繰入額	2,566	—	—
探鉱事業引当金繰入額	2	—	—
為替差損	8,209	6,709	58,328
固定資産除却損	99	5,966	51,869
減損損失(注15)	189,940	14,170	123,195
その他	11,970	18,852	163,901
その他費用合計	244,880	59,446	516,831
税金等調整前当期純利益	67,394	643,457	5,594,305
法人税等(注8)			
法人税、住民税及び事業税	184,127	395,437	3,437,984
法人税等調整額	(12,926)	34,094	296,418
法人税等合計	171,200	429,532	3,734,411
当期純利益(損失)	(103,806)	213,924	1,859,885
非支配株主に帰属する当期純利益(損失)	7,893	(9,123)	(79,316)
親会社株主に帰属する当期純利益(損失)	¥(111,699)	¥ 223,048	\$ 1,939,210

連結包括利益計算書

株式会社INPEX及び連結子会社
2021年12月31日終了の連結会計年度

	百万円		千米ドル(注3)
	2020/12	2021/12	2021/12
当期純利益(損失)	¥(103,806)	¥213,924	\$1,859,885
その他の包括利益			
その他有価証券評価差額金	(3,483)	564	4,903
繰延ヘッジ損益	281	(807)	(7,016)
為替換算調整勘定	(109,917)	235,828	2,050,321
持分法適用会社に対する持分相当額	(39,904)	45,939	399,400
その他の包括利益合計(注9)	(153,024)	281,524	2,447,609
包括利益	(256,830)	495,449	4,307,503
(内訳)			
親会社株主に係る包括利益	(260,426)	497,228	4,322,969
非支配株主に係る包括利益	¥ 3,596	¥ (1,778)	\$ (15,458)

連結財務諸表の注記を参照。

連結株主資本等変動計算書

株式会社INPEX及び連結子会社

2020年12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
2020年1月1日残高	¥290,809	¥674,374	¥1,763,034	¥(5,432)	¥2,722,786
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			(43,810)		(43,810)
親会社株主に帰属する当期純利益(損失)			(111,699)		(111,699)
自己株式の取得					
自己株式の処分				3	3
株主資本以外の項目の連結会計年度中の その他変動額(純額)					
連結会計年度中の変動額合計	—	—	(155,510)	3	(155,507)
2020年12月31日残高	¥290,809	¥674,374	¥1,607,524	¥(5,428)	¥2,567,279

2020年12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
2020年1月1日残高	¥5,570	¥(18,128)	¥330,546	¥317,988	¥256,400	¥3,297,176
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						(43,810)
親会社株主に帰属する当期純利益(損失)						(111,699)
自己株式の取得						
自己株式の処分						3
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)	(3,479)	(35,926)	(109,322)	(148,727)	8,397	(140,329)
連結会計年度中の変動額合計	(3,479)	(35,926)	(109,322)	(148,727)	8,397	(295,836)
2020年12月31日残高	¥2,091	¥(54,054)	¥221,224	¥169,261	¥264,798	¥3,001,339

2021年12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
2021年1月1日残高	¥290,809	¥674,374	¥1,607,524	¥(5,428)	¥2,567,279
非支配株主との取引に係る親会社の持分変動		7,024			7,024
剰余金の配当			(46,731)		(46,731)
親会社株主に帰属する当期純利益(損失)			223,048		223,048
自己株式の取得				(69,999)	(69,999)
自己株式の処分				3	3
株主資本以外の項目の連結会計年度中の その他変動額(純額)					
連結会計年度中の変動額合計	—	7,024	176,316	(69,996)	113,344
2021年12月31日残高	¥290,809	¥681,398	¥1,783,841	¥(75,425)	¥2,680,624

2021年12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
2021年1月1日残高	¥2,091	¥(54,054)	¥221,224	¥169,261	¥264,798	¥3,001,339
非支配株主との取引に係る親会社の持分変動						7,024
剰余金の配当						(46,731)
親会社株主に帰属する当期純利益(損失)						223,048
自己株式の取得						(69,999)
自己株式の処分						3
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)	548	37,882	235,748	274,179	(42,454)	231,725
連結会計年度中の変動額合計	548	37,882	235,748	274,179	(42,454)	345,070
2021年12月31日残高	¥2,640	¥(16,171)	¥456,972	¥443,441	¥222,344	¥3,346,409

2021年12月31日終了の連結会計年度	千ドル(注3)				
	資本金	資本剰余金	株主資本 利益剰余金	自己株式	株主資本合計
2021年1月1日残高	\$2,528,334	\$5,863,102	\$13,976,038	\$ (47,191)	\$22,320,283
非支配株主との取引に係る親会社の持分変動		61,067			61,067
剰余金の配当			(406,285)		(406,285)
親会社株主に帰属する当期純利益(損失)			1,939,210		1,939,210
自己株式の取得				(608,581)	(608,581)
自己株式の処分				26	26
株主資本以外の項目の連結会計年度中の その他変動額(純額)					
連結会計年度中の変動額合計	—	61,067	1,532,916	(608,555)	985,428
2021年12月31日残高	\$2,528,334	\$5,924,169	\$15,508,963	\$(655,755)	\$23,305,720

2021年12月31日終了の連結会計年度	千ドル(注3)					
	その他有価証券 評価差額金	繰延ヘッジ損益	為替換算調整勘定	その他の包括利益 累計額合計	非支配株主持分	純資産合計
2021年1月1日残高	\$18,179	\$(469,953)	\$1,923,352	\$1,471,578	\$2,302,190	\$26,094,061
非支配株主との取引に係る親会社の持分変動						61,067
剰余金の配当						(406,285)
親会社株主に帰属する当期純利益(損失)						1,939,210
自己株式の取得						(608,581)
自己株式の処分						26
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)	4,764	329,351	2,049,626	2,383,750	(369,101)	2,014,649
連結会計年度中の変動額合計	4,764	329,351	2,049,626	2,383,750	(369,101)	3,000,086
2021年12月31日残高	\$22,952	\$(140,592)	\$3,972,978	\$3,855,338	\$1,933,089	\$29,094,148

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

株式会社INPEX及び連結子会社
2021年12月31日終了の連結会計年度

	百万円		千米ドル(注3)
	2020/12	2021/12	2021/12
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	¥ 67,394	¥ 643,457	\$ 5,594,305
減価償却費	174,098	203,184	1,766,510
減損損失	189,940	14,170	123,195
のれん償却額	6,760	6,856	59,607
生産物回収勘定引当金の増加額(減少額)	2,544	(7,570)	(65,814)
探鉱事業引当金の増加額(減少額)	(1,907)	(814)	(7,077)
その他の引当金の増加額(減少額)	(777)	1,614	14,032
退職給付に係る負債の増加額(減少額)	186	(1,050)	(9,128)
受取利息及び受取配当金	(40,214)	(38,571)	(335,341)
支払利息	19,092	13,777	119,779
為替差損失(利益)	4,809	13,618	118,396
持分法による投資損失(利益)	12,999	(38,834)	(337,628)
生産物回収勘定(資本支出)の回収額	34,691	62,236	541,088
生産物回収勘定(非資本支出)の減少額(増加額)	(7,101)	(4,106)	(35,698)
売上債権の減少額(増加額)	61,756	(83,689)	(727,603)
たな卸資産の減少額(増加額)	6,507	(14,534)	(126,360)
仕入債務の増加額(減少額)	(6,612)	(3,721)	(32,350)
未収入金の減少額(増加額)	9,972	(7,927)	(68,918)
未払金の増加額(減少額)	(21,458)	25,614	222,691
前受金の増加額(減少額)	(148)	6,237	54,225
その他	8,408	4,309	37,463
小計	520,941	794,255	6,905,364
利息及び配当金の受取額	9,568	15,404	133,924
利息の支払額	(19,494)	(11,466)	(99,687)
法人税等の支払額	(218,099)	(352,735)	(3,066,727)
営業活動によるキャッシュ・フロー	292,915	445,457	3,872,865
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	(64,283)	(17,784)	(154,616)
定期預金の払戻による収入	53,408	18,906	164,371
有形固定資産の取得による支出	(129,745)	(140,470)	(1,221,265)
有形固定資産の売却による収入	404	195	1,695
無形固定資産の取得による支出	(3,380)	(2,762)	(24,013)
投資有価証券の取得による支出	(429)	(6,026)	(52,390)
投資有価証券の売却及び償還による収入	1,318	18,444	160,354
生産物回収勘定(資本支出)の支出	(35,039)	(30,812)	(267,883)
短期貸付金の減少額(増加額)	543	333	2,895
長期貸付けによる支出	(84,829)	(34,868)	(303,147)
長期貸付金の回収による収入	40,108	69,372	603,129
債権譲受けによる支出	(201,769)	—	—
権益取得による支出	(5,760)	(7,736)	(67,257)
その他	12,266	2,481	21,570
投資活動によるキャッシュ・フロー	(417,189)	(130,727)	(1,136,558)
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)	92,107	(94,630)	(822,726)
社債の発行による収入	—	30,000	260,824
長期借入れによる収入	238,564	66,313	576,534
長期借入金の返済による支出	(158,903)	(157,405)	(1,368,501)
非支配株主からの払込みによる収入	8,900	6,455	56,120
自己株式の取得による支出	—	(69,999)	(608,581)
子会社の自己株式の取得による支出	—	(35,479)	(308,459)
配当金の支払額	(43,796)	(46,718)	(406,172)
非支配株主への配当金の支払額	(4,098)	(3,548)	(30,846)
その他	(6,026)	(10,202)	(88,697)
財務活動によるキャッシュ・フロー	126,747	(315,215)	(2,740,523)
現金及び現金同等物に係る換算差額	(3,842)	19,293	167,736
現金及び現金同等物の増加額(減少額)	(1,368)	18,807	163,510
現金及び現金同等物の期首残高	173,774	172,405	1,498,913
現金及び現金同等物の期末残高	¥ 172,405	¥ 191,213	\$ 1,662,432

連結財務諸表の注記を参照。

連結財務諸表の注記

株式会社INPEX及び連結子会社

1. 作成の基礎

当社は石油・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又は米国会計基準に準拠して作成されている場合には、それらを連結決算手続上利用しております。ただし、重要性がある場合には、当期純利益が適切に

計上されるよう修正しなければならない項目があります。

添付の連結財務諸表は日本で一般に公正妥当と認められる会計原則(国際財務報告基準又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又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、連結又は持分法適用の範囲から除いております。

連結子会社の決算日は、連結決算日と一致しております。

のれんの償却については、20年の定額法で償却することとしております。

(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全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、又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全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) 生産物回収勘定引当金

生産物回収勘定に対する損失に備えるため、個別に回収可能性を勘案し計上しております。

(i) 探鉱投資引当金

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

(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し、生産段階のものについては生産高比例法を採用しております。

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おります。

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

(l) リース資産

所有権移転外ファイナンス・リース取引に係るリース資産は、リース期間を耐用年数とし、残存価額を零とする定額法によって償却しております。

(m) 賞与引当金

従業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。

(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) 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、2021年12月31日現在において必要と認められる金額を計上しております。

(q) 株式給付引当金

株式交付規程に基づく取締役等への当社株式の交付に備えるため、株式給付債務の見込額に基づき計上しております。

(r) 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、次回修繕見積り額を次回修繕までの期間に配分して計上しております。

(s) 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あたり、退職給付見込額を2021年12月31日終了の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。

(t) 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鋳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。

(u) ヘッジ会計

(ヘッジ会計の方法)

繰延ヘッジ処理によっております。

(ヘッジ手段とヘッジ対象)

[通貨関連]

ヘッジ手段：金利通貨スワップ取引、為替予約
ヘッジ対象：円建負債、在外子会社の持分

[商品関連]

ヘッジ手段：商品スワップ取引、商品オプション取引
ヘッジ対象：商品販売代金

(ヘッジ方針)

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。

(ヘッジ有効性評価の方法)

ヘッジの有効性評価は、ヘッジ手段とヘッジ対象の対応関係を確認することにより行っております。

(v) 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。

(w) 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。

(x) 関連する会計基準等の定めが明らかでない場合に採用した会計処理の原則及び手続

(生産物回収勘定の会計処理)

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。

(コンセッション契約等に係る会計処理)

主として当社グループ持分相当額の資産、負債、収益及び費用を認識する会計処理によっております。

(追加情報)

「会計方針の開示、会計上の変更及び誤謬の訂正に関する会計基準」(企業会計基準第24号 2020年3月31日)を2021年12月31日終了の連結会計年度の連結財務諸表から適用し、関連する会計基準等の定めが明らかでない場合に採用した会計処理の原則及び手続を新たに開示しております。

(y) 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 2020年3月31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 2021年3月26日)
- 「金融商品の時価等の開示に関する適用指針」(企業会計基準適用指針第19号 2020年3月31日)

(概要)

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

ステップ1：顧客との契約を識別する。

ステップ2：契約における履行義務を識別する。

ステップ3：取引価格を算定する。

ステップ4：契約における履行義務に取引価格を配分する。

ステップ5：履行義務を充足した時に又は充足するにつれて収益を認識する。

(適用予定日)

2022年12月31日終了の連結会計年度の期首より適用予定であります。

(当該会計基準等の適用による影響)

「収益認識に関する会計基準」等の適用により、連結財務諸表上、一部取引について売上高の総額・純額表示を変更することによる影響が生じます。本会計基準等の適用に伴う売上高への影響は軽微であり、損益及び期首利益剰余金に与える影響はないと見込んでおります。

- 「時価の算定に関する会計基準」(企業会計基準第30号 2019年7月4日)
- 「時価の算定に関する会計基準の適用指針」(企業会計基準適用指針第31号 2021年6月17日)
- 「棚卸資産の評価に関する会計基準」(企業会計基準第9号 2019年7月4日)
- 「金融商品に関する会計基準」(企業会計基準第10号 2019年7月4日)
- 「金融商品の時価等の開示に関する適用指針」(企業会計基準適用指針第19号 2020年3月31日)

(概要)

国際的な会計基準の定めとの比較可能性を向上させるため、「時価の算定に関する会計基準」及び「時価の算定に関する会計基準の適用指針」(以下「時価算定会計基準等」という。)が開発され、時価の算定方法に関するガイダンス等が定められました。時価算定会計基準等は次の項目の時価に適用されます。

- 「金融商品に関する会計基準」における金融商品
- 「棚卸資産の評価に関する会計基準」におけるトレーディング目的で保有する棚卸資産

また、「金融商品の時価等の開示に関する適用指針」が改訂され、金融商品の時価のレベルごとの内訳等の注記事項が定められました。

(適用予定日)

2022年12月31日終了の連結会計年度の期首より適用予定であります。

(当該会計基準等の適用による影響)

時価算定会計基準等の適用による連結財務諸表に与える影響はないと見込んでおります。

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、2021年12月31日の換算レートである1米ドル115円02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、又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. 重要な会計上の見積り

2020年12月31日終了の連結会計年度

「会計上の見積りの開示に関する会計基準」(企業会計基準第31号 2020年3月31日)第11項ただし書きに定める経過的な取扱いに従って記載していません。

2021年12月31日終了の連結会計年度

(固定資産の評価(イクシスLNGプロジェクト及びプレリユードFLNGプロジェクト))

(a) 2021年12月31日現在の連結財務諸表に計上した金額

(1) イクシスLNGプロジェクト

	百万円	千米ドル
有形固定資産	¥1,476,791	\$12,839,427
投資有価証券(注)	¥ 227,203	\$ 1,975,334

注：2021年12月31日現在の連結貸借対照表の投資有価証券403,356百万円(3,506,833千米ドル)には、当社グループが66.245%の持分を保有するIchthys LNG Pty Ltdに対する持分法投資残高227,203百万円(1,975,334千米ドル)が含まれております。Ichthys LNG Pty Ltdが保有する主な資産はイクシスLNGプロジェクトに係る固定資産であり、同社における2021年12月31日現在の固定資産の残高(当社グループの持分割合を乗じた金額)は2,452,645百万円(21,323,639千米ドル)であります。

(2) プレリユードFLNGプロジェクト

	百万円	千米ドル
有形固定資産	¥191,385	\$1,663,928
無形固定資産	¥ 54,359	\$ 472,604

(b) 識別した項目に係る重要な会計上の見積りの内容に関する情報

(1) 金額の算出方法

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。減損の兆候があると判断された場合には将来キャッシュ・フローを見積り、資産グループから生じる回収可能価額が固定資産の帳簿価額を下回っている場合には減損損失を計上しております。

2021年12月31日終了の連結会計年度において将来の原油価格及び埋蔵量、操業費及び開発費を含むプロジェクト操業状況等を考慮して減損の兆候判定を行った結果、イクシスLNGプロジェクト及びプレリユードFLNGプロジェクトに関する固定資産についての減損の兆候はないと判断しております。

(2) 重要な会計上の見積りに用いた主要な仮定

固定資産についての減損の兆候判定にあたって、埋蔵量、将来の原油・天然ガス価格、為替相場、操業費、開発費、及び割引率等を主要な仮定としております。

これらの見積り及び仮定は、新型コロナウイルスの感染拡大による影響等、2021年12月31日現在において合理的であると考えられる様々な要因を勘案した経営者の最善の判断に基づいております。

(3) 2022年12月31日終了の連結会計年度の連結財務諸表に与える影響

主要な仮定について、将来の経済条件の変動等により見直しが必要となった場合、2022年12月31日終了の連結会計年度以降の連結財務諸表において固定資産の減損損失を計上する可能性があります。

5. 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、銀行借入及び社債発行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、社債は固定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ております。デリバティブは、予定取引や保有資産のリスクを管理するために限定的に利用しており、投機的な取引は行わない方針であります。

(b) 金融商品の内容及びそのリスク並びにリスク管理体制

(営業債権等にかかる信用リスク)

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

(有価証券にかかる市場価格変動リスク)

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

(借入金にかかる金利変動リスク)

借入金は主に石油・天然ガス開発資金及び国内の天然ガス供給インフラ施設等建設資金に係る資金調達であり、借入期間は対象事業の資金見直し及び対象設備の償却期間等を勘案して決定しております。変動金利の借入金は、金利の変動リスクに晒されておりますが、借入時及び年に一度、金利変動による影響を分析しております。また、個別プロジェクトの状況に合わせて、必要に応じて固定金利での借入を行っております。

(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。

(石油・天然ガスの販売等にかかる商品価格変動リスク)

石油・天然ガスの販売価格は、商品価格変動リスクに晒されております。必要に応じて実需の範囲内で商品スワップや商品オプション取引等を行うことにより、商品価格変動リスクを管理しています。

(デリバティブ取引の管理)

上記のデリバティブ取引の執行管理については、社内規則に従って行っており、デリバティブの時価については、定期的に経営会議に報告されております。また、デリバティブの利用にあたっては、カウンターパーティーリスクを軽減するために、格付の高い金融機関

との取引に限っております。なお、ヘッジ会計に関するヘッジ手段とヘッジ対象、ヘッジ方針、ヘッジ有効性評価の方法等については、「2.重要な会計方針の要約(u)ヘッジ会計」に記載しております。

(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り計画を基に財務・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。

6. 有価証券

(a) 2020年及び2021年12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。

2020年12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	¥ 2,863	¥ 4,399	¥1,536
その他	2,178	7,198	5,019
小計	5,041	11,598	6,556
連結貸借対照表計上額が取得原価を超えないもの			
株式	30,385	26,810	(3,575)
小計	30,385	26,810	(3,575)
合計	¥35,427	¥38,408	¥2,981

2021年12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	¥15,193	¥18,307	¥3,113	\$132,090	\$159,163	\$27,064
小計	15,193	18,307	3,113	132,090	159,163	27,064
連結貸借対照表計上額が取得原価を超えないもの						
株式	8,526	8,476	(49)	74,126	73,691	(426)
小計	8,526	8,476	(49)	74,126	73,691	(426)
合計	¥23,719	¥26,783	¥3,064	\$206,216	\$232,855	\$26,638

(b) 2020年及び2021年12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。

2020年12月31日終了の連結会計年度
該当事項はありません。

2021年12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	¥10,728	¥ 862	¥2,981	\$ 93,270	\$ 7,494	\$25,917
その他	7,713	5,535	—	67,057	48,122	—
合計	¥18,442	¥6,397	¥2,981	\$160,337	\$55,616	\$25,917

(c) 2020年及び2021年12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。

	百万円		千米ドル
	2020/12	2021/12	2021/12
非上場株式	¥ 21,691	¥ 18,369	\$ 159,702
関係会社株式	237,767	358,203	3,114,267
合計	¥259,458	¥376,572	\$3,273,969

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。

7. 借入金及び担保資産

(a) 2020年及び2021年12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。

	百万円		千米ドル
	2020/12	2021/12	2021/12
銀行等からの借入金 (2020年12月31日現在の利率は0.503%から4.498% 2021年12月31日現在の利率は3.103%)	¥93,614	¥5,110	\$44,427

(b) 2020年及び2021年12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。

	百万円		千米ドル
	2020/12	2021/12	2021/12
返済期限(最長)2035年の銀行等からの借入金 (2020年12月31日現在の利率は0.035%から2.589% 2021年12月31日現在の利率は0.012%から2.589%)	¥1,141,233	¥1,145,103	\$9,955,685
うち、1年以内返済予定の長期借入金	81,519	75,382	655,381
連結財務諸表計上額	¥1,059,713	¥1,069,721	\$9,300,304

(c) 2020年及び2021年12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。

	百万円		千米ドル
	2020/12	2021/12	2021/12
現金及び現金同等物	¥ 35,714	¥ 42,527	\$ 369,735
受取手形及び売掛金	10,378	21,123	183,646
たな卸資産	15,338	17,625	153,234
坑井	231,086	235,846	2,050,478
機械装置及び運搬具	1,067,388	1,116,249	9,704,825
土地	138	153	1,330
建設仮勘定	55,495	109,499	951,999
投資有価証券	144,009	239,475	2,082,029
長期貸付金	722,546	835,109	7,260,554
その他	22,253	16,964	147,487
合計	¥2,304,349	¥2,634,575	\$22,905,364

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2021年12月31日後の返済予定額の総額は以下の通りとなっております。

	百万円		千米ドル
	2020/12	2021/12	2021/12
1年以内	¥ 75,382		\$ 655,381
1年超5年以内	668,399		5,811,154
5年超10年以内	293,933		2,555,494
10年超	107,388		933,646
合計	¥1,145,103		\$9,955,685

8. 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2020年及び2021年12月31日終了の連結会計年度ともに28.0%となっております。

(a) 2020年及び2021年12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。

	2020/12	2021/12
法定実効税率	28.0%	28.0%
(調整)		
交際費等永久に損金に算入されない項目	2.7	0.1
受取配当金等永久に益金に算入されない項目	(2.1)	(0.4)
評価性引当額	47.2	2.0
外国税	142.7	31.1
外国税額控除	(3.2)	(4.4)
損金算入外国税額の調整	(38.5)	(4.4)
のれん償却額	2.9	0.3
本邦税効果適用税率差異	(24.2)	(0.8)
在外子会社適用税率差異	81.7	17.0
連結子会社等の留保利益	9.3	0.2
為替換算調整勘定の取崩	7.7	—
その他	(0.2)	(1.9)
税効果会計適用後の法人税等の負担率	254.0%	66.8%

(b) 2020年及び2021年12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。

	百万円		千米ドル
	2020/12	2021/12	2021/12
繰延税金資産			
探鉱投資等	¥ 53,622	¥ 51,190	\$ 445,053
投資有価証券評価損	4,059	1,086	9,441
生産物回収勘定(外国税)	2,821	4,078	35,454
探鉱投資引当金	688	392	3,408
未払外国税	14,782	9,801	85,211
税務上の繰越欠損金(注)	399,633	377,270	3,280,038
減価償却費償却超過額	27,489	51,987	451,982
退職給付に係る負債	2,632	2,364	20,552
事業損失引当金	2,618	2,632	22,882
外貨建債権債務評価差額	2,883	13,308	115,701
資産除去債務	15,550	88,991	773,700
貸倒引当金	3,613	3,641	31,655
減損損失	41,147	46,191	401,591
その他	56,319	56,493	491,158
繰延税金資産小計	627,864	709,429	6,167,875
税務上の繰越欠損金に係る評価性引当額(注)	(270,477)	(245,427)	(2,133,776)
将来減算一時差異等の合計に係る評価性引当額	(181,883)	(196,735)	(1,710,441)
評価性引当額小計	(452,360)	(442,162)	(3,844,218)
繰延税金資産合計	175,504	267,267	2,323,656
繰延税金負債			
外国税	(173,016)	(302,357)	(2,628,734)
外貨建債権債務評価差額	(517)	(68)	(591)
パーチェス法適用に伴う時価評価差額等	(5,347)	(5,346)	(46,478)
探鉱準備金	(3,650)	(3,199)	(27,812)
その他有価証券評価差額金	(979)	(497)	(4,320)
その他	(14,350)	(15,277)	(132,820)
繰延税金負債合計	(197,861)	(326,746)	(2,840,775)
繰延税金資産(負債)の純額	¥ (22,356)	¥ (59,479)	\$ (517,118)

注：税務上の繰越欠損金及びその繰延税金資産の繰越期限別の金額

	百万円				
	1年以内	1年超5年以内	5年超10年以内	10年超(注b)	合計
2020年12月31日現在					
税務上の繰越欠損金(注a)	¥ 495	¥ 66,041	¥ 34,977	¥ 298,118	¥ 399,633
評価性引当額	(479)	(27,264)	(20,102)	(222,630)	(270,477)
繰延税金資産	¥ 16	¥ 38,776	¥ 14,874	¥ 75,488	¥ 129,156

2021年12月31日現在	百万円				合計
	1年以内	1年超5年以内	5年超10年以内	10年超(注b)	
税務上の繰越欠損金(注a)	¥1,512	¥65,258	¥27,241	¥283,257	¥377,270
評価性引当額	(973)	(16,274)	(18,462)	(209,716)	(245,427)
繰延税金資産	¥538	¥48,984	¥8,779	¥73,540	¥131,842

2021年12月31日現在	千ドル				合計
	1年以内	1年超5年以内	5年超10年以内	10年超(注b)	
税務上の繰越欠損金(注a)	\$13,145	\$567,362	\$236,837	\$2,462,676	\$3,280,038
評価性引当額	(8,459)	(141,488)	(160,511)	(1,823,300)	(2,133,776)
繰延税金資産	\$4,677	\$425,873	\$76,325	\$639,367	\$1,146,252

注a：税務上の繰越欠損金は、法定実効税率を乗じた額であります。

注b：現地法令上、繰越期限のない金額を含みます。

9. 包括利益

2020年及び2021年12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。

	百万円		千ドル
	2020/12	2021/12	2021/12
その他有価証券評価差額金			
当期発生額	¥(10,304)	¥5,317	\$46,226
組替調整額	6,378	(5,234)	(45,505)
税効果調整前	(3,926)	82	712
税効果額	442	481	4,181
	(3,483)	564	4,903
繰延ヘッジ損益			
当期発生額	281	(5,662)	(49,226)
組替調整額	—	4,792	41,662
税効果調整前	281	(870)	(7,563)
税効果額	—	62	539
	281	(807)	(7,016)
為替換算調整勘定			
当期発生額	(128,446)	235,828	2,050,321
組替調整額	18,528	—	—
	(109,917)	235,828	2,050,321
持分法適用会社に対する持分相当額			
当期発生額	(49,668)	28,741	249,878
組替調整額	9,763	17,198	149,521
	(39,904)	45,939	399,400
その他の包括利益合計	¥(153,024)	¥281,524	\$2,447,609

10. 純資産

2021年12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おりません。これに伴い、甲種類株式の配当については、当該株式分割前の普通株式と同等になるよう、定款で定めております。なお、2021年12月31日終了の連結会計年度の甲種類株式の配当額は19,200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、資本準備金又は利益準備金として積み立てることを規定しております。

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

11. 1株当たり情報

2020年及び2021年12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。

	円		米ドル
	2020/12	2021/12	2021/12
1株当たり純資産	¥1,874.08	¥2,253.17	\$19.59
1株当たり配当額	24.00	48.00	0.42
1株当たり当期純利益(損失)	¥ (76.50)	¥ 153.87	\$ 1.34

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(損失)については、期中平均発行済株式数に基づいて算出しております。

株主資本において自己株式として計上されている役員報酬BIP信託(注)が保有する当社株式は、1株当たり純資産の算定上、期末発行済株式総数から控除する自己株式に含めており、また、1株当たり当期純利益(損失)の算定上、期中平均株式数の計算において控除する自己株式に含めております。なお、1株当たり純資産の算定上、控除した当該自己株式数は2020年12月31日終了の連結会計年度152,569株、2021年12月31日終了の連結会計年度149,593株であり、また、1株当たり当期純利益(損失)の算定上、控除した当該自己株式の期中平均株式数は2020年12月31日終了の連結会計年度153,372株、2021年12月31日終了の連結会計年度150,738株であります。

注：役員報酬BIP(Board Incentive Plan)信託とは、信託が取得した当社株式及び当社株式の換価処分金相当額の金銭を、役位等に応じて、原則として当社取締役及び執行役員(社外取締役及び国内非居住者を除く。)の退任時に交付及び給付する制度です。なお、本制度の対象期間は、2018年から2023年の予定でしたが、2022年5月の信託契約変更により、2025年までの延長を予定しております。

12. デリバティブ取引

(a) ヘッジ会計が適用されていないデリバティブ取引

2020年及び2021年12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。

(1) 通貨関連

2020年12月31日現在	百万円			
	契約額等	うち1年超	時価	評価損益
為替予約取引(注)				
売建				
カナダドル(米ドル買)	¥ 43,920	¥ —	¥ (314)	¥ (314)
金利通貨スワップ取引(注)				
米ドル変動受取・日本円固定支払	¥124,293	¥72,464	¥2,770	¥2,770

2021年12月31日現在	百万円			
	契約額等	うち1年超	時価	評価損益
為替予約取引(注)				
売建				
カナダドル(米ドル買)	¥48,931	¥ —	¥ (551)	¥ (551)
金利通貨スワップ取引(注)				
米ドル変動受取・日本円固定支払	¥80,514	¥34,506	¥(6,454)	¥(6,454)

2021年12月31日現在	千米ドル			
	契約額等	うち1年超	時価	評価損益
為替予約取引(注)				
売建				
カナダドル(米ドル買)	\$425,412	\$ —	\$ (4,790)	\$ (4,790)
金利通貨スワップ取引(注)				
米ドル変動受取・日本円固定支払	\$700,000	\$300,000	\$(56,111)	\$(56,111)

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。

(2) 商品関連

2020年12月31日現在のヘッジ会計が適用されていないデリバティブ取引はありません。

2021年12月31日現在	百万円			
	契約額等	うち1年超	時価	評価損益
商品スワップ取引(注)				
固定売・変動買	¥2,615	¥ —	¥(130)	¥(130)
商品スワップ取引(注)				
固定買・変動売	¥2,618	¥ —	¥ 127	¥ 127

2021年12月31日現在	千米ドル			
	契約額等	うち1年超	時価	評価損益
商品スワップ取引(注) 固定売・変動買	\$22,735	\$—	\$(1,130)	\$(1,130)
商品スワップ取引(注) 固定買・変動売	\$22,761	\$—	\$ 1,104	\$ 1,104

注：時価の算定方法 先物相場によっております。

(b) ヘッジ会計が適用されているデリバティブ取引

2020年及び2021年12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。

(1) 通貨関連

2020年12月31日現在	主なヘッジ対象	百万円		
		契約額等	うち1年超	時価
金利通貨スワップ取引(注) 米ドル変動受取・日本円固定支払	円建負債	¥124,293	¥72,464	¥107

2021年12月31日現在	主なヘッジ対象	百万円		
		契約額等	うち1年超	時価
金利通貨スワップ取引(注) 米ドル変動受取・日本円固定支払	円建負債	¥80,514	¥34,506	¥(369)

2021年12月31日現在	主なヘッジ対象	千米ドル		
		契約額等	うち1年超	時価
金利通貨スワップ取引(注) 米ドル変動受取・日本円固定支払	円建負債	\$700,000	\$300,000	\$(3,208)

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。

(2) 商品関連

2020年12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はありません。

2021年12月31日現在	主なヘッジ対象	百万円		
		契約額等	うち1年超	時価
商品スワップ取引(注) 固定売・変動買	商品販売代金	¥17,670	¥—	¥ 313
商品オプション取引(注) 買建・プット 売建・コール	商品販売代金	24,355	—	1,020
		¥39,854	¥—	¥(1,384)

2021年12月31日現在	主なヘッジ対象	千米ドル		
		契約額等	うち1年超	時価
商品スワップ取引(注) 固定売・変動買	商品販売代金	\$153,625	\$—	\$ 2,721
商品オプション取引(注) 買建・プット 売建・コール	商品販売代金	211,745	—	8,868
		\$346,496	\$—	\$(12,032)

注：時価の算定方法 先物相場及び取引先金融機関から提示された価格に基づいて算定しております。

13. その他の金融商品

(a) 2020年及び2021年12月31日現在の注記6.(a)に記載の有価証券、投資有価証券及び注記12に記載のデリバティブ取引以外のその他の金融商品の連結貸借対照表計上額及び時価については次の通りであります。なお、現金及び現金同等物、定期預金、受取手形及び売掛金は時価が連結貸借対照表計上額にほぼ等しいことから下記表には記載しておりません。

2020年12月31日現在	百万円	
	連結貸借対照表計上額	時価
長期貸付金	¥ 911,424	¥ 917,926
短期借入金及び1年以内返済予定の長期借入金	175,133	174,600
長期借入金	¥1,059,713	¥1,053,580

2021年12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
長期貸付金	¥1,011,801	¥1,010,598	\$8,796,739	\$8,786,280
短期借入金及び1年以内返済予定の長期借入金	80,493	80,032	699,817	695,809
社債	30,000	30,064	260,824	261,380
長期借入金	¥1,069,721	¥1,062,062	\$9,300,304	\$9,233,715

(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。

(長期貸付金)

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

(短期借入金及び1年以内返済予定の長期借入金)

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

(社債)

社債の時価については、日本証券業協会が発表している公社債店頭売買参考統計値によっております。

(長期借入金)

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

14. 研究開発費

一般管理費及び売上原価に含まれている研究開発費は、2020年12月31日終了の連結会計年度が483百万円、2021年12月31日終了の連結会計年度が409百万円(3,555千米ドル)となっております。

15. 減損損失

2020年12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。新型コロナウイルス感染拡大の影響によるエネルギー需要の落ち込み等による原油価格の大幅な下落に伴い、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
プレリウドFLNGプロジェクトに係る事業用資産	オーストラリア連邦	建設仮勘定	¥ 97,097
		鉱業権	31,965
		計	129,062
イーグルフォードシェールに係る事業用資産	アメリカ合衆国テキサス州	坑井	11,178
		機械装置及び運搬具	1,595
		鉱業権	20,462
		計	33,235
ルシウス油田に係る事業用資産	アメリカ合衆国メキシコ湾	坑井	3,553
		機械装置及び運搬具	2,421
		鉱業権	12,719
		計	18,693
その他			8,948
合計			¥189,940

プレリウドFLNGプロジェクト、イーグルフォードシェール、ルシウス油田に係る事業用資産の回収可能価額については、使用価値により測定しております。使用価値は、事業用資産から得られる将来キャッシュ・フローを7.9～10.7%で割り引いた値によっております。

2021年12月31日終了の連結会計年度

当社グループは、鉱区等を独立したキャッシュ・フローを生み出す基本単位としてグルーピングしております。生産量の見通し下落等により、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
ヴァンゴッホ油田/コニストン油田に係る事業用資産	オーストラリア連邦	坑井	¥ 1,493	\$ 12,980
		機械装置及び運搬具	6,632	57,659
		建設仮勘定	6,038	52,495
		その他	8	69
		計	¥14,170	\$123,195

ヴァンゴッホ油田/コニストン油田に係る事業用資産の回収可能価額については、使用価値により測定しております。使用価値は、事業用資産から得られる将来キャッシュ・フローを11.5%で割り引いた値によっております。

16. 退職給付制度

2020年及び2021年12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
	2020/12	2021/12	2021/12
退職給付債務の期首残高	¥23,413	¥23,267	\$202,286
勤務費用	1,176	1,174	10,206
利息費用	91	117	1,017
数理計算上の差異の発生額	(307)	(810)	(7,042)
退職給付の支払額	(1,107)	(895)	(7,781)
退職給付債務の期末残高	¥23,267	¥22,853	\$198,687

(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
	2020/12	2021/12	2021/12
年金資産の期首残高	¥16,147	¥15,891	\$138,158
期待運用収益	270	273	2,373
数理計算上の差異の発生額	(397)	479	4,164
事業主からの拠出額	565	564	4,903
退職給付の支払額	(694)	(622)	(5,407)
年金資産の期末残高	¥15,891	¥16,585	\$144,192

(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
	2020/12	2021/12	2021/12
退職給付に係る負債の期首残高	¥744	¥782	\$6,798
退職給付費用	185	75	652
退職給付の支払額	(65)	(33)	(286)
制度への拠出額	(17)	(17)	(147)
その他	(64)	(26)	(226)
退職給付に係る負債の期末残高	¥782	¥780	\$6,781

(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
	2020/12	2021/12	2021/12
積立型制度の退職給付債務	¥ 23,512	¥ 23,042	\$ 200,330
年金資産	(16,090)	(16,754)	(145,661)
	7,421	6,287	54,660
非積立型制度の退職給付債務	737	760	6,607
連結貸借対照表に計上された負債と資産の純額	8,158	7,048	61,276
退職給付に係る負債	8,158	7,048	61,276
連結貸借対照表に計上された負債と資産の純額	¥ 8,158	¥ 7,048	\$ 61,276

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
	2020/12	2021/12	2021/12
勤務費用	¥1,176	¥ 1,174	\$ 10,206
利息費用	91	117	1,017
期待運用収益	(270)	(273)	(2,373)
数値計算上の差異の費用処理額	90	(1,289)	(11,206)
簡便法で計算した退職給付費用	185	75	652
確定給付制度に係る退職給付費用	¥1,274	¥ (195)	\$ (1,695)

(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	2020/12	2021/12
株式	26%	29%
一般勘定	45	44
債券	23	22
その他	6	5
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

	2020/12	2021/12
割引率	0.5%	0.6%
長期期待運用収益率	1.8%	1.8%

(b) 確定拠出制度に関する事項

確定拠出制度への要拠出額は、2020年12月31日終了の連結会計年度が2,147百万円、2021年12月31日終了の連結会計年度が2,360百万円(20,518千米ドル)となっております。

17. 資産除去債務

(a) 資産除去債務のうち連結貸借対照表に計上しているもの

2020年及び2021年12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。

	百万円		千米ドル
	2020/12	2021/12	2021/12
期首残高	¥136,882	¥173,622	\$1,509,494
有形固定資産の取得に伴う増加額	1,017	8,590	74,682
時の経過による調整額	2,835	2,695	23,430
資産除去債務の履行による減少額	(211)	(1,532)	(13,319)
見積りの変更による増加額(減少額)(注1)	40,689	63,857	555,181
その他増加額(減少額)(注2)	(7,591)	11,780	102,416
期末残高	¥173,622	¥259,012	\$2,251,886

注1：2020年12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から見積りの変更を行いました。

2021年12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見積りが可能となったことから見積りの変更を行いました。

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

(b) 連結貸借対照表に計上している以外の資産除去債務

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

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

一部の海外石油生産施設について廃鉱義務を有しておりますが、2020年12月31日現在においては、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かったことから、当社が負担する除去費用を見積ることができないとして、資産除去債務を連結貸借対照表に計上しておりませんでした。2021年12月31日終了の連結会計年度において、依然として現地国政府の承認までは得られていないものの、現地国営石油会社より、対象資産等を含む除去費用に関する一定の情報を入手することができました。これを受け、当社が負担する除去費用を見積ることが困難であるとは考えられなくなったため、入手した情報を基礎とし、2021年12月31日終了の連結会計年度において資産除去債務を74,667百万円(649,165千米ドル)計上しております。また、当該資産除去債務の計上に伴い認識された固定資産に係る減価償却費を14,857百万円(129,168千米ドル)計上しております。

18. リース取引

2021年12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
2022年	¥2,371	\$20,613
2023年以降	6,571	57,129
合計	¥8,943	\$77,751

19. 偶発債務

当社及び連結子会社は2021年12月31日現在、関連会社等の負債390,873百万円(3,398,304千米ドル)に対し、債務保証等を行っております。

20. セグメント情報

2020年及び2021年12月31日終了の連結会計年度におけるセグメント情報等

(a) 報告セグメントの概要

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

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

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

報告されている事業セグメントの会計処理の方法は、注記2の重要な会計方針の要約において記載のある会計方針と概ね同一であります。セグメント間の売上高は、第三者間取引価格に基づいております。

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

2020年12月31日終了の 連結会計年度	百万円							調整額(注1)	連結財務諸表 計上額(注2)
	日本	アジア・ オセアニア	ユーラシア (欧州・NIS諸国)	中東・アフリカ	米州	計			
外部売上高	¥115,838	¥ 220,969	¥ 68,369	¥352,388	¥13,481	¥ 771,046	¥ —	¥ 771,046	
セグメント間の内部売上高 又は振替高	—	5,320	—	—	—	5,320	(5,320)	—	
売上高合計	115,838	226,290	68,369	352,388	13,481	776,367	(5,320)	771,046	
セグメント利益(損失)	14,341	56,522	4,481	186,408	(2,128)	259,625	(11,154)	248,471	
セグメント資産	255,069	3,024,426	572,642	493,092	24,455	4,369,687	264,831	4,634,518	
その他の項目									
減価償却費	15,075	100,812	6,923	42,476	7,938	173,227	871	174,098	
のれんの償却額	—	—	—	—	(192)	(192)	6,952	6,760	
持分法適用会社への 投資額	2,014	198,065	14,417	12,471	—	226,969	1,205	228,175	
有形固定資産及び 無形固定資産の増加額	¥ 4,990	¥ 118,840	¥ 5,909	¥ 46,589	¥ 7,783	¥ 184,113	¥ 938	¥ 185,052	

2021年12月31日終了の 連結会計年度	百万円							調整額(注1)	連結財務諸表 計上額(注2)
	日本	アジア・ オセアニア	ユーラシア (欧州・NIS諸国)	中東・アフリカ	米州	計			
外部売上高	¥130,089	¥ 354,919	¥116,959	¥618,161	¥24,240	¥1,244,369	¥ —	¥1,244,369	
セグメント間の内部売上高 又は振替高	—	9,070	—	—	—	9,070	(9,070)	—	
売上高合計	130,089	363,989	116,959	618,161	24,240	1,253,440	(9,070)	1,244,369	
セグメント利益(損失)	11,464	175,542	30,909	376,065	10,276	604,259	(13,602)	590,657	
セグメント資産	262,201	3,394,010	570,860	623,136	38,546	4,888,755	269,440	5,158,196	
その他の項目									
減価償却費	14,923	116,426	6,862	59,872	4,226	202,311	872	203,184	
のれんの償却額	—	—	—	—	(96)	(96)	6,952	6,856	
持分法適用会社への 投資額	2,277	307,749	18,359	18,375	—	346,761	1,502	348,264	
有形固定資産及び 無形固定資産の増加額	¥ 8,149	¥ 66,140	¥ 5,875	¥122,340	¥13,402	¥ 215,907	¥ 6,272	¥ 222,179	

2021年12月31日終了の 連結会計年度	千米ドル							調整額(注1)	連結財務諸表 計上額(注2)
	日本	アジア・ オセアニア	ユーラシア (欧州・NIS諸国)	中東・アフリカ	米州	計			
外部売上高	\$1,131,011	\$ 3,085,715	\$1,016,857	\$5,374,378	\$210,745	\$10,818,718	\$ —	\$10,818,718	
セグメント間の内部売上高 又は振替高	—	78,855	—	—	—	78,855	(78,855)	—	
売上高合計	1,131,011	3,164,571	1,016,857	5,374,378	210,745	10,897,583	(78,855)	10,818,718	
セグメント利益(損失)	99,669	1,526,186	268,727	3,269,561	89,340	5,253,512	(118,257)	5,135,254	
セグメント資産	2,279,612	29,507,998	4,963,136	5,417,631	335,124	42,503,521	2,342,549	44,846,078	
その他の項目									
減価償却費	129,742	1,012,223	59,659	520,535	36,741	1,758,920	7,581	1,766,510	
のれんの償却額	—	—	—	—	(834)	(834)	60,441	59,607	
持分法適用会社への 投資額	19,796	2,675,612	159,615	159,754	—	3,014,788	13,058	3,027,856	
有形固定資産及び 無形固定資産の増加額	\$ 70,848	\$ 575,030	\$ 51,078	\$1,063,641	\$116,518	\$ 1,877,125	\$ 54,529	\$ 1,931,655	

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(損失)は、連結損益計算書の営業利益と調整しております。

(d) 製品及びサービスごとの情報 (外部顧客への売上高)

	百万円		千米ドル
	2020/12	2021/12	2021/12
原油	¥505,517	¥ 905,199	\$ 7,869,926
天然ガス(LPGを除く)	247,854	313,684	2,727,212
LPG	2,737	6,891	59,911
その他	14,937	18,594	161,658
合計	¥771,046	¥1,244,369	\$10,818,718

(e) 地域ごとの情報 (売上高)

	百万円		千米ドル
	2020/12	2021/12	2021/12
日本	¥350,811	¥ 504,079	\$ 4,382,533
アジア・オセアニア(中国除く)	224,183	390,063	3,391,262
中国	90,335	174,276	1,515,179
その他	105,716	175,950	1,529,733
合計	¥771,046	¥1,244,369	\$10,818,718

注：売上高は最終仕向地及び販売先を基準とし、国又は地域に分類しております。

(有形固定資産)

	百万円		千米ドル
	2020/12	2021/12	2021/12
日本	¥ 224,534	¥ 216,442	\$ 1,881,777
オーストラリア	1,573,641	1,683,503	14,636,611
アラブ首長国連邦	251,290	326,453	2,838,228
その他	20,317	33,450	290,818
合計	¥2,069,783	¥2,259,849	\$19,647,443

(f) 主要な顧客ごとの情報 (主要な顧客への売上高)

2020年12月31日終了の連結会計年度	百万円	セグメント
Ichthys LNG Pty Ltd	¥121,521	アジア・オセアニア

2021年12月31日終了の連結会計年度	百万円	千米ドル	セグメント
Ichthys LNG Pty Ltd	¥146,021	\$1,269,527	アジア・オセアニア

(g) 固定資産の減損に関する情報

	百万円		千米ドル
	2020/12	2021/12	2021/12
アジア・オセアニア	¥138,011	¥14,170	\$123,195
米州	51,929	—	—
合計	¥189,940	¥14,170	\$123,195

(h) のれんの未償却残高に関する情報

	百万円		千米ドル
	2020/12	2021/12	2021/12
米州(注1)	¥(1,057)	¥ —	\$ —
全社・消去(注2)	36,502	29,550	256,911
合計	¥35,445	¥29,550	\$256,911

注1：2010年4月1日前に行われた企業結合等により発生した負ののれんの未償却残高であり、のれんと相殺しております。

注2：報告セグメントに帰属しない全社ののれんの未償却残高であります。

21. 関連当事者との取引

2020年及び2021年12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

(1) 連結財務諸表提出会社の非連結子会社及び関連会社等

2020年12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
Ichthys LNG Pty Ltd	オーストラリア 連邦西オースト ラリア州	4,506,860 千米ドル	オーストラリア連邦 西オーストラリア州 沖合WA-50-L鉱区に おける石油・天然ガ スのパイプラインを通 じた輸送事業及び 液化・販売事業	間接 66.245%	出資	金銭の貸付 (注1)	¥ 84,713		流動資産その他 (短期貸付金)	¥ 36,398
									長期貸付金 (注2)	906,852
						受取利息 (注1)	31,690		流動資産その他 (未収利息)	1,043
						製品の販売 (注3)	121,521		受取手形及び 売掛金	10,431
						債務保証 (注4)	311,386		—	—
受取保証料 (注4)	¥ 6,103		流動資産その他 (未収収益)	¥ 136						

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。また、一部の金銭の貸付については、無利息としております。

注2：長期貸付金の期末残高については、連結グループ外部からの債権譲受けによる増加201,769百万円が含まれております。

注3：全ての取引について、独立第三者間取引と同様の一般的な取引条件で行っております。

注4：債務保証は、金融機関からの融資に対して保証したものであり、保証額に基づき算定した保証料を受け取っております。なお、債務保証の取引金額は2020年12月31日現在の当社分の保証残高であります。

2021年12月31日終了の連結会計年度

会社の名称	所在地	資本金	事業の内容	議決権等の 所有割合	関連当事者 との関係	取引の内容	取引金額		科目	期末残高	
							百万円	千米ドル		百万円	千米ドル
Ichthys LNG Pty Ltd	オーストラリア 連邦西オースト ラリア州	4,506,860 千米ドル	オーストラリア連邦 西オーストラリア州 沖合WA-50-L鉱区に おける石油・天然ガ スのパイプラインを通 じた輸送事業及び 液化・販売事業	間接 66.245%	出資	貸付金の 回収 (注1)	¥ 69,294	\$ 602,451	流動資産 その他 (短期貸付金)	¥ 34,815	\$ 302,686
									長期貸付金	1,007,106	8,755,920
						受取利息 (注1)	26,054	226,517	流動資産 その他 (未収利息)	1,212	10,537
						製品の販売 (注2)	146,021	1,269,527	受取手形 及び売掛金	21,114	183,568
						債務保証 (注3)	356,450	3,099,026	—	—	—
受取保証料 (注3)	¥ 3,180	\$ 27,647	流動資産 その他 (未収収益)	¥ 151	\$ 1,312						

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。また、一部の金銭の貸付については、無利息としております。

注2：全ての取引について、独立第三者間取引と同様の一般的な取引条件で行っております。

注3：債務保証は、金融機関からの融資に対して保証したものであり、保証額に基づき算定した保証料を受け取っております。なお、債務保証の取引金額は2021年12月31日現在の当社分の保証残高であります。

(2) 連結財務諸表提出会社と同一の親会社をもつ会社等及び連結財務諸表提出会社のその他の関係会社の子会社等
2020年12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	千ドル		百万円	千ドル
独立行政 法人石油 天然ガス・ 金属鉱物 資源機構	東京都港区	1,069,100 百万円 (注1)	石油等の探鉱・ 開発等の支援	なし	債務被保証	債務被保証 (注2)	¥132,764	—	流動負債その他 (未払費用)	¥ —	—
						支払保証料 (注2)	¥ 1,415	—		¥333	—

注1：2020年9月30日現在の金額を記載しております。

注2：金融機関からの借入に対し債務保証を受けており、保証額に基づき算定した保証料を支払っております。なお、債務被保証の取引金額は2020年12月31日現在の独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構分の保証残高であります。

2021年12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	千ドル		百万円	千ドル
独立行政 法人石油 天然ガス・ 金属鉱物 資源機構	東京都港区	1,122,000 百万円 (注1)	石油等の探鉱・ 開発等の支援	なし	債務被保証	債務被保証 (注2)	¥125,659	\$1,092,496	流動負債 その他 (未払費用)	¥ —	\$ —
						支払保証料 (注2)	¥ 1,260	\$ 10,954		¥310	\$2,695

注1：2021年12月27日現在の金額を記載しております。

注2：金融機関からの借入に対し債務保証を受けており、保証額に基づき算定した保証料を支払っております。なお、債務被保証の取引金額は2021年12月31日現在の独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構分の保証残高であります。

(b) 親会社又は重要な関連会社に関する注記

2020年及び2021年12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。

	百万円		千ドル
	2020/12	2021/12	2021/12
流動資産合計	¥ 143,769	¥ 134,475	\$ 1,169,144
固定資産合計	3,457,635	3,703,147	32,195,679
流動負債合計	331,477	250,669	2,179,351
固定負債合計	2,941,567	3,112,537	27,060,832
純資産合計	328,359	474,416	4,124,639
売上高	417,581	597,490	5,194,661
税引前当期純利益(損失)	(31,983)	94,817	824,352
当期純利益(損失)	¥ (39,566)	¥ 56,545	\$ 491,610

22. 重要な後発事象

(a) 取得による企業結合

当社は、2021年10月27日、出光スノーレ石油開発株式会社の発行済株式の50.5%を取得することについて、出光興産株式会社及び大阪ガスサミットリソーシズ株式会社との間で株式譲渡契約を締結しました。その後ノルウェー政府による承認等の条件が充足され、2022年1月31日付で出光スノーレ石油開発株式会社の株式を取得しました。

これに伴い、当社は出光スノーレ石油開発株式会社の100%子会社であるノルウェー法人Idemitsu Petroleum Norge ASの株式を間接所有することとなり、出光スノーレ石油開発株式会社とIdemitsu Petroleum Norge ASは当社の連結子会社となりました。

(1) 企業結合の概要

1. 被取得企業の名称及び事業の内容

- | | |
|------------|---------------------------------------|
| ① 被取得企業の名称 | 出光スノーレ石油開発株式会社 |
| 事業の内容 | 子会社を通じたノルウェーにおける石油及び天然ガスの探鉱、開発、生産及び販売 |
| ② 被取得企業の名称 | Idemitsu Petroleum Norge AS |
| 事業の内容 | ノルウェーにおける石油及び天然ガスの探鉱、開発、生産及び販売 |

2. 企業結合を行った主な理由

ノルウェーにおける事業基盤の強化を通じて、当社の上流事業の強靱化を進め、さらなる企業価値の向上が見込まれるとともに、ノルウェーをはじめとした欧州における脱炭素化事業への展開を今後積極的に進めることにより、上流事業のクリーン化と併せて、エネルギーの安定供給と気候変動への責任ある対応という二つの社会的責任を果たすことができるものと判断したためであります。

3. 企業結合日

2022年1月1日(みなし取得日)
2022年1月31日(株式取得日)

4. 企業結合の法的形式

現金を対価とした株式取得

5. 結合後企業の名称

- ① 株式会社INPEXノルウェー(出光スノーレ石油開発株式会社から商号変更)
- ② INPEX Idemitsu Norge AS(Idemitsu Petroleum Norge ASから商号変更)

6. 取得した議決権比率

- ① 出光スノーレ石油開発株式会社
取得後の議決権比率 50.5%
- ② Idemitsu Petroleum Norge AS
取得後の議決権比率 100%(うち、間接所有100%)

7. 取得企業を決定するに至った主な根拠

当社が現金を対価として株式を取得したためであります。

(2) 被取得企業の取得原価及び対価の種類ごとの内訳

取得の対価	現金及び現金同等物	39,739百万円(345,496千米ドル)
取得原価		39,739百万円(345,496千米ドル)

(3) 主要な取得関連費用の内容及び金額

現時点では確定しておりません。

(4) 発生したのれんの金額、発生原因、償却方法及び償却期間

現時点では確定しておりません。

(5) 企業結合日に受け入れた資産及び引き受ける負債の額並びにその主な内訳

現時点では確定しておりません。

(b) 自己株式の消却

当社は、2022年1月24日開催の取締役会において、会社法第178条の規定に基づき、自己株式の消却について決議し、以下の通り実施しました。

(1) 消却した株式の種類

普通株式

(2) 消却した株式の総数

75,656,433株(消却前の発行済株式総数に対する割合 5.17%)

(3) 消却日

2022年2月8日

(ご参考)

・発行済株式総数 1,386,667,167株
・自己株式数 0株

(注) 役員報酬BIP信託の保有する当社株式(149,593株)は自己株式数に含まず。

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。

Independent Auditor's Report

The Board of Directors
INPEX CORPORATION

Opinion

We have audited the accompanying consolidated financial statements of INPEX CORPORATION and its consolidated subsidiaries (the Group), which comprise the consolidated balance sheet as at December 31, 2021, and the consolidated statements of income, comprehensive income, changes in net assets, and cash flows for the year then ended, and notes to the consolidated financial statements.

In our opinion, the accompanying consolidated financial statements present fairly, in all material respects, the consolidated financial position of the Group as at December 31, 2021, and its consolidated financial performance and its consolidated cash flows for the year then ended in accordance with accounting principles generally accepted in Japan.

Basis for Opinion

We conducted our audit in accordance with auditing standards generally accepted in Japan. Our responsibilities under those standards are further described in the Auditor's Responsibilities for the Audit of the Consolidated Financial Statements section of our report. We are independent of the Group in accordance with the ethical requirements that are relevant to our audit of the consolidated financial statements in Japan, and we have fulfilled our other ethical responsibilities in accordance with these requirements. We believe that the audit evidence we have obtained is sufficient and appropriate to provide a basis for our opinion.

Key Audit Matters

Key audit matters are those matters that, in our professional judgment, were of most significance in our audit of the consolidated financial statements of the current period. These matters were addressed in the context of the audit of the consolidated financial statements as a whole, and in forming the auditor's opinion thereon, and we do not provide a separate opinion on these matters.

Assessment for impairment indicators of fixed assets related to the Ichthys LNG project and the Prelude FLNG project	
Description of Key Audit Matter	Auditor's Response
<p>INPEX CORPORATION recorded tangible fixed assets of 2,259,849 million yen and intangible assets of 446,660 million yen in the consolidated balance sheet as of 31 December 2021.</p> <p>As described in the notes to the consolidated financial statements (Significant Accounting Estimates), tangible fixed assets related to the Ichthys LNG project held through INPEX Holdings Australia Pty Ltd. ("IHA"), a consolidated subsidiary, amounted to 1,476,791 million yen.</p> <p>Also, in relation to the Ichthys LNG project, an equity method investment balance of 227,203 million yen in Ichthys LNG Pty Ltd ("ILNG"), which is an equity method affiliate, is recorded. The balance of tangible fixed assets held by ILNG included in this investment is 2,452,645 million yen (which is obtained by multiplying by 66.245%, which represents INPEX CORPORATION's equity interest).</p> <p>Further, INPEX CORPORATION recognized tangible fixed assets of 191,385 million yen and intangible assets of 54,359 million yen, respectively, related to the Prelude FLNG project through INPEX Oil & Gas Australia Pty Ltd. ("IOGA"), which is a subsidiary of INPEX CORPORATION.</p> <p>As a result of the assessment for the impairment indicators, given the operational status of the projects with consideration of future crude oil prices, reserves, operating expenses and development costs, INPEX CORPORATION assessed that no impairment indicators were identified for the Ichthys LNG project and the Prelude FLNG project.</p> <p>For the purposes of determining whether there are any impairment indicators, INPEX CORPORATION confirmed that there has been no significant deterioration in net cash flows.</p> <p>The key assumptions used in measuring net cash flows are future crude oil prices, reserves, operating expenses, development costs and discount rates.</p> <p>Among these assumptions, there is a high level of uncertainty in the estimates of future crude oil prices, reserves, operating expenses, and development costs, given that there is a long period of time from the exploration and development phase to the recovery of the investment via production and sales.</p> <p>Also, with respect to the estimation for the discount rate, a high level of expertise is required for selecting the calculation method and input data.</p> <p>Therefore, the assessment for impairment indicators of fixed assets of the projects held by INPEX CORPORATION requires significant judgment and estimations by management.</p> <p>Among these projects, the amount of fixed assets held by IHA, a consolidated subsidiary, accounts for 54% of total tangible and intangible assets. Furthermore, by also aggregating the amount of fixed assets held through ILNG, an equity method affiliate, the total amount is materially significant. Moreover, as the life of the project is over a long period of time, any changes in key assumptions such as in future crude oil prices have a significant impact on net cashflows. Therefore, the assessment for the impairment indicators of fixed assets related to the projects, including prerequisites for key assumptions, needs careful consideration.</p> <p>Additionally, for the Prelude FLNG project, although production has commenced, operational risks still remain, and significant amounts of fixed assets are booked.</p> <p>Also, given an impairment loss was recorded in the previous fiscal year, there is the possibility that additional impairment losses or impairment reversals may be recognized in the future due to changes in key assumptions.</p> <p>Based on the above, due to the significance from a materiality perspective and the specific risks derived from these projects, the assessment for impairment indicators of the Ichthys LNG project and the Prelude FLNG project are significant, and thus a key audit matter.</p>	<p>We performed the following audit procedures to assess whether INPEX CORPORATION properly assessed the impairment indicators with respect to the significant projects in the production phase.</p> <ul style="list-style-type: none"> - We evaluated management's assumptions for future crude oil prices by making comparisons with estimates published by external experts and estimates established by management for the previous fiscal year. - We discussed with management whether there are no significant changes to the operational status of the project, including reserves, operating expenses and development costs from the previous fiscal year, and inspected board minutes and other relevant documents. - We evaluated management's assumptions by comparing the estimates of reserves, operating expenses and development costs used in calculating net cash flows for the current fiscal year with those in the previous fiscal year. <p>We performed the following additional procedures for the Ichthys LNG project and the Prelude FLNG project.</p> <ul style="list-style-type: none"> - To assess management's assumptions regarding the reserves, operating expenses and development costs, we held related discussions with the management and inspected relevant documents. - We performed a sensitivity analysis for future crude oil prices and discount rates by applying our own assumptions calculated by our network firm's valuation specialists.

Recognition of asset retirement obligations for certain overseas oil production facilities	
Description of Key Audit Matter	Auditor's Response
<p>As described in the notes to the consolidated financial statements (Asset Retirement Obligations), INPEX CORPORATION recognized new asset retirement obligations of 74,667 million yen during the current fiscal year after acquiring information about disposal costs, including specific assets subject to the decommissioning work, from a state-owned oil company for a part of overseas oil production facilities for which estimating disposal costs was previously considered difficult.</p> <p>In addition, depreciation expenses that were recognized related to fixed assets as a result of recording the new asset retirement obligations amounted to 14,857 million yen.</p> <p>In the case of oil development projects, asset retirement obligations are calculated by reasonably estimating the costs of removing oil and natural gas production facilities and pipelines intended to be abandoned at the end of operations based on oil concession agreements and local laws and regulations with the costs discounted over the life of the contract agreement.</p>	<p>To consider the accounting treatment of asset retirement obligations recorded during the current fiscal year, we mainly performed the following procedures.</p> <ul style="list-style-type: none"> - To assess management's judgement that the asset retirement obligations can be reasonably estimated during this fiscal year, we discussed the background of acquiring the necessary information related to the disposal costs, including the specific assets. Also, we inspected the oil concession agreement, board minutes and related documents. - To assess management's assumptions regarding the timing of the asset disposal, which serves as the basis of the discount calculation, we considered the consistency with the contract term in the oil concession agreement. - We engaged internal experts in the evaluation of disposal costs to assess management's assumptions about the disposal costs per well unit, the number of wells and the scope of the disposal of the oil production facilities.

However, asset retirement obligations are not recorded when the amount cannot be reasonably estimated.

Regarding certain overseas oil production facilities for which asset retirement obligations were newly recorded during the current fiscal year, the corresponding asset retirement obligations had not previously been recorded in the consolidated balance sheet because they could not be estimated as the details of the disposal work, including specific assets, based on the approval of the local government had not been clearly established as there is a considerable period of time until the termination of the oil concession agreement.

The determination that the asset retirement obligations, which had previously been considered difficult to reasonably estimate, could be now be reasonably estimated after obtaining certain information from the state-owned oil company in the current fiscal year needs careful consideration.

In addition, in the case where there are certain information constraints, key assumptions used to calculate the asset retirement obligations, such as expenditures per well unit, the number of wells, the scope of oil production facilities to be abandoned, as well as the timing of the asset disposal are affected by the subjective judgment of management. As a result, management must exercise greater consideration of such uncertainties and technical expertise required regarding these key assumptions.

Moreover, as it is a large-scale project, the amount of the asset retirement obligations recorded in the current fiscal year is materially significant.

Based on the above, we considered the accounting treatment related to the recognition of asset retirement obligations for certain overseas oil production facilities for which related disposal costs had not been recorded previously to be a key audit matter given their materiality to the consolidated financial statements for the current fiscal year.

Responsibilities of Management, Audit & Supervisory Board Members and the Audit & Supervisory Board 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 such internal control as management determines is necessary to enable the preparation of consolidated financial statements that are free from material misstatement, whether due to fraud or error.

In preparing the consolidated financial statements, management is responsible for assessing the Group's ability to continue as a going concern and disclosing, as required by accounting principles generally accepted in Japan, matters related to going concern.

Audit & Supervisory Board Members and the Audit & Supervisory Board are responsible for overseeing the Group's financial reporting process.

Auditor's Responsibilities for the Audit of the Consolidated Financial Statements

Our objectives are to obtain reasonable assurance about whether the consolidated financial statements as a whole are free from material misstatement, whether due to fraud or error, and to issue an auditor's report that includes our opinion. Misstatements can arise from fraud or error and are considered material if, individually or in the aggregate, they could reasonably be expected to influence the economic decisions of users taken on the basis of these consolidated financial statements.

As part of an audit in accordance with auditing standards generally accepted in Japan, we exercise professional judgment and maintain professional skepticism throughout the audit. We also:

- Identify and assess the risks of material misstatement of the consolidated financial statements, whether due to fraud or error, design and perform audit procedures responsive to those risks, and obtain audit evidence that is sufficient and appropriate to provide a basis for our opinion.
- Consider internal control relevant to the audit in order to design audit procedures that are appropriate in the circumstances for our risk assessments, while the purpose of the audit of the consolidated financial statements is not expressing an opinion on the effectiveness of the Group's internal control.
- Evaluate the appropriateness of accounting policies used and the reasonableness of accounting estimates and related disclosures made by management.
- Conclude on the appropriateness of management's use of the going concern basis of accounting and, based on the audit evidence obtained, whether a material uncertainty exists related to events or conditions that may cast significant doubt on the Group's ability to continue as a going concern. If we conclude that a material uncertainty exists, we are required to draw attention in our auditor's report to the related disclosures in the consolidated financial statements or, if such disclosures are inadequate, to modify our opinion. Our conclusions are based on the audit evidence obtained up to the date of our auditor's report. However, future events or conditions may cause the Group to cease to continue as a going concern.
- Evaluate the overall presentation, structure and content of the consolidated financial statements, including the disclosures, and whether the consolidated financial statements represent the underlying transactions and events in a manner that achieves fair presentation in accordance with accounting principles generally accepted in Japan.
- Obtain sufficient appropriate audit evidence regarding the financial information of the entities or business activities within the Group to express an opinion on the consolidated financial statements. We are responsible for the direction, supervision and performance of the group audit. We remain solely responsible for our audit opinion.

We communicate with Audit & Supervisory Board Members and the Audit & Supervisory Board regarding, among other matters, the planned scope and timing of the audit and significant audit findings, including any significant deficiencies in internal control that we identify during our audit.

We also provide Audit & Supervisory Board Members and the Audit & Supervisory Board with a statement that we have complied with the ethical requirements regarding independence that are relevant to our audit of the financial statements in Japan, and to communicate with them all relationships and other matters that may reasonably be thought to bear on our independence, and where applicable, related safeguards.

From the matters communicated with Audit & Supervisory Board Members and the Audit & Supervisory Board, we determine those matters that were of most significance in the audit of the consolidated financial statements of the current period and are therefore the key audit matters. We describe these matters in our auditor's report unless law or regulation precludes public disclosure about the matter or when, in extremely rare circumstances, we determine that a matter should not be communicated in our report because the adverse consequences of doing so would reasonably be expected to outweigh the public interest benefits of such communication.

Interest Required to Be Disclosed by the Certified Public Accountants Act of Japan

Our firm and its designated engagement partners do not have any interest in the Group which is required to be disclosed pursuant to the provisions of the Certified Public Accountants Act of Japan.

Convenience Translation

The U.S. dollar amounts in the accompanying consolidated financial statements with respect to the year ended December 31, 2021 are presented solely for convenience. Our audit also included the translation of Japanese yen amounts into U.S. dollar amounts and, in our opinion, such translation has been made on the basis described in Note 3 to the consolidated financial statements.

Ernst & Young ShinNihon LLC
Tokyo, Japan

March 25, 2022

/s/ Hiroaki Kosugi
Designated Engagement Partner
Certified Public Accountant

/s/ Satoshi Takahashi
Designated Engagement Partner
Certified Public Accountant

/s/ Takeshi Yoshida
Designated Engagement Partner
Certified Public Accountant

/s/ Kentaro Moronuki
Designated Engagement Partner
Certified Public Accountant

監査意見

当監査法人は、添付の株式会社INPEX及び連結子会社の連結財務諸表、すなわち、2021年12月31日現在の連結貸借対照表、並びに同日をもって終了する連結会計年度の連結損益計算書、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、及び連結財務諸表注記について監査を行った。

当監査法人は、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、株式会社INPEX及び連結子会社の2021年12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・フローの状況を全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。

監査意見の根拠

当監査法人は、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。監査の基準における当監査法人の責任は、「連結財務諸表監査における監査人の責任」に記載されている。当監査法人は、我が国における職業倫理に関する規定に従って、会社及び連結子会社から独立しており、また、監査人としてのその他の倫理上の責任を果たしている。当監査法人は、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。

監査上の主要な検討事項

監査上の主要な検討事項とは、当連結会計年度の連結財務諸表の監査において、監査人が職業的専門家として特に重要であると判断した事項である。監査上の主要な検討事項は、連結財務諸表全体に対する監査の実施過程及び監査意見の形成において対応した事項であり、当監査法人は、当該事項に対して個別に意見を表明するものではない。

イクシスLNGプロジェクト及びプレリウドFLNGプロジェクトに関する固定資産の減損の兆候の判定	
監査上の主要な検討事項の内容及び決定理由	監査上の対応
<p>株式会社INPEXの当連結会計年度の連結貸借対照表において、有形固定資産2,259,849百万円及び無形固定資産446,660百万円が計上されている。注記事項(重要な会計上の見積りに)に記載されているとおり、連結子会社であるINPEX Holdings Australia Pty Ltd(以下、「IHA」という。)を通じて保有するイクシスLNGプロジェクトに関する有形固定資産が1,476,791百万円計上されている。また、この他にイクシスLNGプロジェクトに関連して、持分法適用関連会社であるIchthys LNG Pty Ltd(以下、「ILNG」という。)に対する持分法投資残高227,203百万円が計上されており、当該投資に含まれるILNGが保有する有形固定資産残高は2,452,645百万円(株式会社INPEXの持分である66.245%を乗じた残高)である。さらに、株式会社INPEXは、連結子会社であるINPEX Oil & Gas Australia Pty Ltd(以下、「IOGA」という。)を通じて保有するプレリウドFLNGプロジェクトに関する有形固定資産191,385百万円及び無形固定資産54,359百万円を計上している。</p> <p>株式会社INPEXは、当連結会計年度において将来の原油価格並びに埋蔵量、操業費及び開発費を含むプロジェクト操業状況等を考慮して減損の兆候の判定を行った結果、イクシスLNGプロジェクト及びプレリウドFLNGプロジェクトに関する固定資産について減損の兆候はないと判断している。</p> <p>株式会社INPEXは、減損の兆候が生じていないかを判断するため主として正味キャッシュ・フローが著しく悪化していないことを確認している。当該正味キャッシュ・フローの算定に用いる主要な仮定として将来の原油価格、埋蔵量、操業費、開発費及び割引率がある。このうち、将来の原油価格、埋蔵量、操業費及び開発費の見積りは、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長期間を要することから見積りの不確実性が高い。また、割引率の見積りにおいては、採用した計算手法及びインプットデータの選択に高度な専門知識を必要とする。このように、株式会社INPEXが保有するプロジェクトの固定資産の減損の兆候の判定は、経営者による重要な判断及び見積りを伴うものである。</p> <p>このうち、イクシスLNGプロジェクトに関しては、連結子会社であるIHAを通じて保有する有形固定資産金額は有形固定資産及び無形固定資産全体の54%を占め、持分法適用関連会社であるILNGを通じて保有する固定資産も合算するとイクシスLNGプロジェクトに関する固定資産の金額は著しく多額であり、プロジェクト期間も長期に及ぶことから将来の原油価格等の主要な仮定が変動した際の感応度が高く、主要な仮定の前提条件を含め当該プロジェクトに関する固定資産の減損の兆候の判定は慎重に検討する必要がある。</p> <p>一方、プレリウドFLNGプロジェクトに関しては、生産は開始したものの、操業上のリスクが依然として残っていることに加えて、その固定資産簿価は金額的に重要である。また、前連結会計年度において減損損失を計上しており、主要な仮定の見直しにより追加の減損損失又は減損損失の戻入が発生する可能性がある。</p> <p>以上のことから、金額的な重要性及びプロジェクト固有のリスクを勘案するとイクシスLNGプロジェクト及びプレリウドFLNGプロジェクトの固定資産の減損の兆候の判定は特に重要であることから監査上の主要な検討事項に該当すると判断した。</p>	<p>当監査法人は、株式会社INPEXが保有する重要な生産プロジェクトにおいて、減損の兆候が生じていないかを判断するため主として以下の手続を実施した。</p> <ul style="list-style-type: none"> 将来の原油価格の見積りについて、外部専門家が公表している想定価格と比較し、また、前連結会計年度における見積りと比較することにより、経営者の仮定を評価した。 埋蔵量、操業費及び開発投資を含むプロジェクトの操業状況等について、前年度から大幅な変動がないか経営者と協議するとともに、取締役会議事録等及び関連資料を閲覧した。 正味キャッシュ・フローの算定に用いられた埋蔵量、操業費、開発費の見積りについて、前連結会計年度における見積りと比較することにより、経営者の仮定を評価した。イクシスLNGプロジェクト及びプレリウドFLNGプロジェクトについては追加的に以下の手続を実施した。 埋蔵量、操業費及び開発費の見積りに関する経営者の仮定を評価するために、経営者と協議し関連資料を閲覧した。 将来の原油価格及び割引率について、当監査法人のネットワーク・ファームの評価の内部専門家が算出した独自の仮定を用いて感応度分析を実施した。

海外石油生産施設における資産除去債務の計上	
監査上の主要な検討事項の内容及び決定理由	監査上の対応
<p>株式会社INPEXは、注記事項(資産除去債務関係)に記載されているとおり、前連結会計年度まで除去費用を見積ることが困難であった一部の海外石油生産施設について、現地国管石油会社より対象資産等を含む除去費用に関する情報を入手したことに伴い、当連結会計年度において資産除去債務を7,467百万円計上した。また、当該資産除去債務の計上に伴い認識された固定資産に係る減価償却費を14,857百万円計上した。</p> <p>石油開発事業において、資産除去債務は、石油利権契約や現地法令等に基づき、操業終了時に負担する石油天然ガス生産施設やパイプラインなどの除去費用を合理的に見積り、契約期間満了までの期間で割り引いた金額を計上する必要がある。ただし、その金額を合理的に見積ることができないような場合に、資産除去債務を計上しないことがある。</p> <p>当連結会計年度に資産除去債務を計上した一部の海外石油生産施設については、石油利権契約の終了まで相当程度の期間があり、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止作業内容が明らかになっていなかったことから、除去費用を見積ることができず、資産</p>	<p>当監査法人は、当連結会計年度において計上された資産除去債務の会計処理を検討するため主として以下の手続を実施した。</p> <ul style="list-style-type: none"> 当連結会計年度において資産除去債務を合理的に見積ることができるとした経営者の判断を評価するために、対象資産を含む除去費用に関する情報の入手に関する経緯について、経営者と協議し、石油利権契約書及び取締役会議事録等の関連資料を閲覧した。 割引計算の基礎となる資産除去債務の履行時期に関する経営者の仮定を評価するために、石油利権契約の契約期間との整合性を検討した。 当監査法人のネットワーク・ファームの廃止支出に関する評価の内部専門家を関与させ、坑井単位当たり支出額、坑井数、廃止を行う石油生産施設の範囲の経営者の仮定を評価した。

<p>除去債務を連結貸借対照表に計上していなかった。従前、合理的に見積ることができないとしていた資産除去債務が、当連結会計年度に現地国営石油会社より一定の情報を入手したことをもって合理的に見積ることができるとした判断は、慎重に検討する必要がある。</p> <p>さらに、一定の情報開示範囲の制約がある場合の資産除去債務は、その算定において前提となる、坑井単位当たり支出額、坑井数、廃鉱を行う石油生産施設の範囲及び履行時期といった、主要な仮定に経営者による主観的な判断、立証が困難な不確実性や技術的な専門性を伴う重要な会計上の見積りが含まれる。これらに加えて、当連結会計年度に資産除去債務を計上した鉱区は、プロジェクト規模が巨大であることから、その金額も重要となる可能性が想定された。</p> <p>以上のことから、当監査法人は、前連結会計年度まで除去費用を見積ることが困難であった一部の海外石油生産施設に対する資産除去債務を計上する会計処理は、当連結会計年度の連結財務諸表監査において特に重要であり、監査上の主要な検討事項に該当すると判断した。</p>	
--	--

連結財務諸表に対する経営者並びに監査役及び監査役会の責任

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にある。これには、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が含まれる。

連結財務諸表を作成するに当たり、経営者は、継続企業の前提に基づき連結財務諸表を作成することが適切であるかどうかを評価し、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基づいて継続企業に関する事項を開示する必要がある場合には当該事項を開示する責任がある。

監査役及び監査役会の責任は、財務報告プロセスの整備及び運用における取締役の職務の執行を監視することにある。

連結財務諸表監査における監査人の責任

監査人の責任は、監査人が実施した監査に基づいて、全体としての連結財務諸表に不正又は誤謬による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て、監査報告書において独立の立場から連結財務諸表に対する意見を表明することにある。虚偽表示は、不正又は誤謬により発生する可能性があり、個別に又は集計すると、連結財務諸表の利用者の意思決定に影響を与えると合理的に見込まれる場合に、重要性があると判断される。

監査人は、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従って、監査の過程を通じて、職業的専門家としての判断を行い、職業的懐疑心を保持して以下を実施する。

- ・不正又は誤謬による重要な虚偽表示リスクを識別し、評価する。また、重要な虚偽表示リスクに対応した監査手続を立案し、実施する。さらに、意見表明の基礎となる十分かつ適切な監査証拠を入手する。
- ・連結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、監査人は、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、監査に関連する内部統制を検討する。
- ・経営者が採用した会計方針及びその適用方法の適切性、並びに経営者によって行われた会計上の見積りの合理性及び関連する注記事項の妥当性を評価する。
- ・経営者が継続企業を前提として連結財務諸表を作成することが適切であるかどうか、また、入手した監査証拠に基づき、継続企業の前提に重要な疑義を生じさせるような事象又は状況に関して重要な不確実性が認められるかどうか結論付ける。継続企業の前提に関する重要な不確実性が認められる場合は、監査報告書において連結財務諸表の注記事項に注意を喚起すること、又は重要な不確実性に関する連結財務諸表の注記事項が適切でない場合は、連結財務諸表に対して除外事項付意見を表明することが求められている。監査人の結論は、監査報告書日までに入手した監査証拠に基づいているが、将来の事象や状況により、企業は継続企業として存続できなくなる可能性がある。
- ・連結財務諸表の表示及び注記事項が、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いるかどうかとともに、関連する注記事項を含めた連結財務諸表の表示、構成及び内容、並びに連結財務諸表が基礎となる取引や会計事象を適正に表示しているかどうかを評価する。
- ・連結財務諸表に対する意見を表明するために、会社及び連結子会社の財務情報に関する十分かつ適切な監査証拠を入手する。監査人は、連結財務諸表の監査に関する指示、監督及び実施に関して責任がある。監査人は、単独で監査意見に対して責任を負う。

監査人は、監査役及び監査役会に対して、計画した監査の範囲とその実施時期、監査の実施過程で識別した内部統制の重要な不備を含む監査上の重要な発見事項、及び監査の基準で求められているその他の事項について報告を行う。

監査人は、監査役及び監査役会に対して、独立性についての我が国における職業倫理に関する規定を遵守したこと、並びに監査人の独立性に影響を与えると合理的に考えられる事項、及び阻害要因を除去又は軽減するためにセーフガードを講じている場合はその内容について報告を行う。

公認会計士法の規定により開示が求められる利害関係

会社及び連結子会社と当監査法人又は業務執行社員との間には、公認会計士法の規定により記載すべき利害関係はない。

便宜上の換算

2021年12月31日現在及び同日をもって終了した連結会計年度の連結財務諸表は、読者の便宜のために米国ドルに換算されている。当監査法人の監査は、日本円で表示されている金額の米国ドルへの換算の検証も含んでおり、当監査法人は、当該換算が連結財務諸表注記3に記載された方法に準拠しているものと認める。

EY新日本有限責任監査法人

日本、東京事務所

2022年3月25日

(署名)古杉 裕亮

古杉 裕亮

指定有限責任社員

公認会計士

(署名)高橋 聡

高橋 聡

指定有限責任社員

公認会計士

(署名)吉田 剛

吉田 剛

指定有限責任社員

公認会計士

(署名)諸貫 健太郎

諸貫 健太郎

指定有限責任社員

公認会計士

連結子会社及び関連会社

2021年12月31日現在

連結子会社

会社名	資本金(百万円) ^{注1}	議決権の所有 ^{注2}	主要な事業の内容
インペックスババルスラル石油(株)	10	51.01%	インドネシア共和国東部海域ババルスラル鉱区における石油・天然ガスの探鉱
(株)INPEXマセラ	65,538	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
(株)INPEX南マカッサル	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
(株)INPEXコンソン	10	100.00%	ベトナム社会主義共和国南部海上05-1b&1c鉱区における石油・天然ガスの探鉱・開発・生産・販売
INPEX Browse E&P Pty Ltd	431,150 (千米ドル)	100.00% (100.00%)	オーストラリア連邦WA-285-P鉱区ほかにおける石油・天然ガスの探鉱
(株)INPEX西豪州ブラウズ石油	427,290	100.00%	オーストラリア連邦WA-285-P鉱区ほかにおける石油・天然ガスの探鉱・開発・生産・販売への事業資金供給等
INPEX Holdings Australia Pty Ltd	9,681,023 (千米ドル)	100.00% (100.00%)	オーストラリア連邦イクシスLNGプロジェクトにおける石油・天然ガスの探鉱・開発・生産・販売・LNGプラントの建設・運営事業等への事業資金供給等
INPEX Ichthys Pty Ltd	804,456 (千米ドル)	100.00% (100.00%)	オーストラリア連邦イクシスガス・コンデンセート田(WA-50-L/WA-51-L鉱区)における石油・天然ガスの探鉱・開発・生産・販売
INPEX 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・生産・販売
(株)INPEXサウル石油	4,600	100.00%	東チモール民主共和国のPSC TL-SO-T 19-12鉱区における石油・天然ガスの探鉱・開発・生産・販売
(株)INPEXアルファ石油	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
(株)INPEX南西カスピ海石油	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
(株)INPEX北カスピ海石油	105,532	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)	5,532	100.00%	アラブ首長国連邦アブダビ沖合上部ザクム油田、サター油田及びウムアダルク油田における石油の探鉱・開発・生産・販売
JODCO Exploration Limited	50 (千米ドル)	100.00%	アラブ首長国連邦アブダビ陸上ブロック4鉱区における石油の探鉱
JODCO Onshore Limited	111 (千米ドル)	65.76%	アラブ首長国連邦アブダビ陸上ADCO鉱区における石油の探鉱・開発・生産・販売
JODCO 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
INPEX Americas, Inc.	19,793 (千米ドル)	100.00%	アメリカ合衆国メキシコ湾ルシウス油田ほかにおける石油・天然ガスの探鉱・開発・生産・販売
INPEX Eagle Ford, LLC	—	100.00%	アメリカ合衆国テキサス州イーグルフォードシェールにおける石油の探鉱・開発・生産・販売
INPEX Gas British Columbia Ltd.	1,043,488 (千カナダドル)	45.09%	カナダブリティッシュコロンビア州ホーンリバー・コルドバ・リアード地域シェールガス鉱区における天然ガスの探鉱・開発・生産・販売
(株)INPEXパイプライン	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
埼玉ガス(株)	60	62.67% (13.17%)	都市ガスの供給
INPEX DLNGPL PTY Ltd	42,001 (千米ドル)	100.00%	バユ・ウندان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

会社名	資本金(百万円) ^{注1}	議決権の所有 ^{注2}	主要な事業の内容
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
(株)INPEXトレーディング	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
INPEX Renewable Energy Europe Limited	1 (英ポンド)	100.00%	欧州における洋上風力事業の開発・管理
(株)INPEX地熱開発	600	100.00%	国内外における地熱事業の開発・管理
インパックスジオサーマルサルーラ(株)	10	100.00%	インドネシア共和国サル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.	3,706,000 (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29社

持分法適用関連会社

会社名	資本金(百万円) ^{注1}	議決権の所有 ^{注2}	主要な事業の内容
MI Berau B.V.	338,601 (千米ドル)	44.00%	インドネシア共和国西パプア州ベラウ鉱区及びタングーLNGプロジェクトにおける天然ガスの探鉱・開発・生産・販売
Ichthys LNG Pty Ltd	4,506,860 (千米ドル)	66.25% (66.25%)	オーストラリア連邦イクシスガス・コンデンセート田からダーウィンの陸上LNGプラントまでの海底ガスパイプラインの敷設運営事業並びにLNGプラントの建設運営事業及びLNG・液化石油ガス・コンデンセートの販売
日本南サハ石油(株)	7	25.00%	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チルスキー鉱区における石油の探鉱・開発・生産・販売への事業資金供給等
PT Medco Geopower Sarulla	143,003 (千米ドル)	49.00% (49.00%)	インドネシア共和国サル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
PT.Supreme Energy Sumatera	100 (億ルピア)	33.33% (33.33%)	インドネシア共和国ムアララゴ地熱鉱区における地熱発電事業への事業資金供給等

その他15社

(注) 1「資本金(百万円)」の欄の数値は、単位未満を切り捨てて表示しています。

2「議決権の所有」の欄の()内は間接所有割合で内数となっています。

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おります。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おります。なお、以下の記載は、当社グループの事業上のリスクを全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2022年3月28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。

I. 事業等の主要なリスク

1. 石油・天然ガス開発事業の特徴及びリスクについて

(1) 災害・事故・システム障害等のリスク

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。また、操業に当たって様々な情報システムを利用していることから、これらの情報システムには安全対策が施されているものの、自然災害やサイバー攻撃等により、予期せぬ障害が発生し、操業が停止するリスクがあります。このような情報システムの予期せぬ障害、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ることがあり更には、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ます。また、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。

また、新型コロナウイルス感染症等の感染症の流行・拡大により、操業に必要な従業員等の不足、資機材・サービス等の調達や生産物の輸送の困難、産油国政府による操業停止の指示・命令、共同事業を行っている場合のパートナーの方針変更等が生じた場合には、一部又は全部の操業が停止・遅延する可能性があります。

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から気化ガスを製造しておりますが、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、国内ガス田のトラブルにより国産ガスの生産ができない場合、あるいはパイプラインネットワーク上における事故、災害などによりパイプラインの操業が困難になる場合には、当社顧客へのガス供給に支障をきたすなど、当社の国内天然ガス事業に悪影響を及ぼす可能性があります。

また、環境問題に関しては、土壌汚染、大気汚染及び水質・海洋汚染等が想定されます。当社グループでは、「環境安全方針」を定め、当該国における環境関連法規、規則及び基準等を遵守することは勿論のこと、自主的な基準を設け環境に対して十分な配慮を払いつつ作業を遂行しておりますが、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。更に、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。

これらの災害・事故・システム障害等のリスクについては、かかるリスクが顕在化することがないよう事故等の発生防止に努めておりますが、リスクは常時あり、顕在化した場合には当社グループの業績に多大な悪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、可能かつ妥当な範囲において、損害保険を付保することとしておりますが、全ての損害を填補し得ない可能性があり、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。

(2) 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おります。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、引当金を計上しております。

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。

(3) 生産量の特定地域及び鉱区への依存度

当社グループは、オーストラリアのイクシスガス・コンデンセート田、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おります。当社グループの事業地域は、国内、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ていますが、2021年度における当社グループの生産量の地域別構成比率はアジア・オセアニア地域が約45%、中東・アフリカ地域が約40%と、2つの地域でその大部分を占めております。

現状では当社グループの生産量は、特定地域及び鉱区への依存度が高いため、これらの鉱区において操業が困難になる等の問題が生じた場合には、当社グループの業績に悪影響を及ぼす可能性があります。

(4) 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ケースが多くあります。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おりますが、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。更に、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おります。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販売・供給しており、それぞれ契約期限が定められております。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) 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、その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又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おります。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おります。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おります。

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.115 石油及び天然ガスの埋蔵量」をご参照ください。

② 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、経済条件等多くの前提、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。

(6) 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、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をもとに、イクシス等の大型LNGプロジェクトを中心に積極的にオペレータープロジェクトを推進していく方針であります。当社は国内外で原油、天然ガスの開発、生産プロジェクトにおいてオペレーターとしての経験を有しているほか、インドネシアやオーストラリアなどにおけるLNGプロジェクトなどに参加し長年ノウハウ、知見等を蓄積してきており、また、メジャーを含めた他の外国の石油会社が行っていると同様、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おります。

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悪影響を及ぼす可能性があります。

(7) 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となっております。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悪影響を及ぼす可能性があります。

(8) 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又はその変更、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。

(9) 将来の廃鉱に関するリスク

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

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

(1) 油価、天然ガス価格の変動が業績に与える影響

油価並びに海外事業における天然ガス価格の大部分は国際市況により決定され、また、その価格は国際的又は地域的な需給(ネットゼロカーボン社会の進展による需要の下押し圧力の強まりを含みます。)、世界経済(感染症等の世界的な流行・拡大による経済活動の縮小の影響を含みます。))及び金融市場の状況、更には、産油国政府の方針や産油国間における生産量等に関する合意の動向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。油価が1バレル当たり1米ドル変動すると、当社グループの2022年12月期については年間60億円増減することになると当初時点では試算されます。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。

なお、当社は一部油価変動リスクを減じる手段を講じておりますが、かかる手段は当社の油価変動リスクを全てカバーするものではなく、油価変動が与える影響を完全に排除くものではありません。

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。

更に、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。米ドル・円の為替レートが1円変動すると、当社グループの2022年12月期については年間28億円増減することになると試算されます。なお、当社は一部為替リスクを減じる手段を講じておりますが、かかる手段は当社の為替リスクを全てカバーするものではなく、外国為替の変動が与える影響を完全に排除くものではありません。

(3) 金利の変動が与える業績への影響

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

3. 気候変動に関するリスクについて

パリ協定目標の達成に向けて、世界的な気候変動への対応に関心が高まる中、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、TCFD提言に沿って気候変動に関するリスクを特定、評価、管理しており、具体的には下記のリスクを認識しています。これらの気候変動に関するリスクが顕在化する可能性は中長期的には増してくると考えられ、顕在化し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。

(1) 政策・法規制リスク

当社グループが事業を操業する国・地域がパリ協定等に基づき気候変動対策を強化し、排出権取引や炭素税などのカーボンプライシング制度を含む環境関連法令、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悪影響を及ぼす可能性があります。

4. 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おります。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悪影響を及ぼす可能性があります。

上記の1.~4.の各種リスクに対応するため、個別のプロジェクトにおける対応として、経済性評価及びリスク評価に係るガイドラインを導入し、主要リスクを認識しております。

石油・天然ガス上流事業における新規プロジェクトの取得に際しては、上流事業開発本部により一元的に採否の分析・検討を行うとともに、関係部署と連携の上でリスク対応を行っています。既存プロジェクトについても、探鉱、評価、開発等の各フェーズにおける技術的な評価等を組織横断的に行うための仕組みとして「INPEX Value Assurance System (IVAS) 審査会」を運営するとともに、原則最低年1回は経済性評価とリスク評価を実施し、そのうち、主要プロジェクトについては毎年取締役会にリスク評価結果の概要を報告しております。再生可能エネルギー事業や水素・CCUS事業に関しては、再生可能エネルギー・新分野事業本部及び水素・CCUS事業開発本部がそれぞれ担当する事業の総合調整をしており、経済性評価及びリスク評価・対応を実施しています。新規プロジェクトの取得に際しては、IVAS審査会や外部専門家を検証を実施するとともに、重要なプロジェクトについてはリスク評価結果の概要を取締役会にて報告しております。

(2) 技術及び市場リスク

低炭素関連技術が加速度的に進展し、低炭素製品の価格競争力が高まる、あるいは低炭素エネルギーへの選好により、当社グループの石油・天然ガス製品の需要が減少した場合には、当社グループの事業及び業績に悪影響を及ぼす可能性があります。

(3) 物理的リスク

熱帯低気圧や洪水などの極端な気象現象による急性リスク、長期的な平均気温上昇、海面上昇などの慢性リスクが、当社グループの施設等における操業に悪影響を及ぼす可能性があります。

(4) 資金調達リスク

当社グループの事業による直接的及び間接的な温室効果ガス排出量が、投資家や金融機関の投融資における気候変動リスクの評価項目として従来以上に重視された場合には、当社グループの資金調達及びその条件に悪影響を及ぼす可能性があります。

当社事業全般に係るリスク対応として、大規模な事故や災害等による緊急事態に対応できる能力を高めるため、緊急時・危機対応計画を策定・維持するとともに、平時より緊急時対応訓練を定期的に行う等、積極的にリスク管理に努めております。また、重要な業務を停止させないために事業継続計画(BCP)を策定し、適宜見直しを行っております。2020年以降の新型コロナウイルス感染拡大に際しては、BCPを発動して、在宅勤務を含めた必要な対策を実施するとともに、コーポレート危機対策本部を立ち上げ、海外事業所を含めた全社的な状況把握を実施しています。

また、情報セキュリティ委員会を定期的及び随時に開催し、組織的・体系的な情報セキュリティ対策を講じるとともに、情報漏えい防止を含む教育・訓練を実施しております。

HSE(健康・安全・環境)リスクに関しては、実効性・一貫性のあるHSE管理を推進し、当社事業全体のHSEパフォーマンスの向上に結び付けていくため、HSEマネジメントシステム規則を導入しております。

エネルギーの開発・生産における労働安全衛生、環境及びセキュリティの継続的な改善活動を推進するため、HSEマネジメントシステムで定めるHSEリスク管理要領に基づき、事業所毎にHSEリスクの特定、分析・評価を行っています。また、リスク対応策を策定・実行するとともに、HSEリスク管理状況を定期的に本社に報告させ、定期的にワークショップを実施するなど、本社で継続的に確認する体制を取っております。セキュリティに関するリスク等についても、要領や指針をもとに全社的な管理に取り組んでおります。

原油・天然ガス価格、為替、金利、及び有価証券価格に関しては、各変動リスクを特定し、それらの管理・ヘッジ方法を定めることで財務リスク管理を行っています。

気候変動対応に関しては、パリ協定目標に則し2050年までに排出量ネットゼロとする目標を設定しました。この目標達成に向けて、当社グループは、ネットゼロカーボン社会に向けた変革の時代に、社会のニーズに応えるソリューションを提案すべく、5つの事業の柱を強力に推進します。具体的には、①水素事業の展開、②石油・天然ガス分野のCO₂低減(CCUS推進他)、③再生可能エネルギーの強化と重点化、④カーボンリサイクルの推進と新分野事業の開拓、⑤森林保全の推進というネットゼロ5分野を強力に推進することで、ネットゼロカーボン社会に向けた変化に積極的に対応し、エネルギートランスフォーメーションのパイオニアとなることを目指します。

カントリーリスクに関しては、事業を行う国や地域のカントリーリスク管理に係るガイドラインを制定し、リスクの高い国には累積投資残高の目標限度額を設定する等の管理を行っております。

このほか、リーガルリスクについては、重要な契約や訴訟等について、事業部門及び経営陣へ適切に法的助言ができる

体制を整備しております。

これらのリスク対応を講じることで、リスクの管理及び影響の低減に努めているものの、全てのリスク対象をカバーするものではなく、また、個々の事象において影響を完全に取り除くものではありません。

II. 事業等のその他のリスク

1. 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おります。

生産分与契約は、1社又は複数の会社がコントラクターとして、産油国政府や国営石油会社から探鉱・開発のための作業を自身のコスト負担で請負い、コストの回収分及び報酬を生産物で受け取ることを内容とする契約です。すなわち、探鉱・開発作業の結果、石油・天然ガスの生産に至った場合、コントラクターは負担した探鉱・開発コストを生産物の一部より回収し、更に残余の生産物(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、上述の通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。

2. 国との関係について

(1) 当社と国との関係

2022年3月28日現在、当社の発行済普通株式(自己株式を除く)の約19.97%及び甲種類株式は経済産業大臣が保有しておりますが、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おります。更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19.97%の株式を保有しております。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あります。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日に発表されております。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おります。また、2011年12月2日に施行された「東日本大震災からの復興のための施策を実施するために必要な財源の確保に関する特別措置法」(以下、「復興財源確保法」といいます。)の附則第13条第1項第2号の規定においては、エネルギー政策の観点から踏まえつつ、その保有の在り方を見直すことによる処分の可能性について検討するとされております。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株を保有しておりますが、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おります。甲種類株式に関する詳細については後記「4. 甲種類株式について」をご参照ください。

3. 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、インペックスジャワ株式会社(2010年9月30日に売却完了)及びインペックスエービーケー石油株式会社の3社については2004年に統合を完了しました。インペックス南西カスピ海石油株式会社(現株式会社INPEX南西カスピ海石油)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おります。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おりますが、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おります。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。)、インペックスマセラアラフラ海石油株式会社(現株式会社INPEXマセラ)、インペックス北カスピ海石油株式会社(現株式会社INPEX北カスピ海石油)、インペ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)、インペックス北カンボス沖石油株式会社(当社含む民間株主が同社の全株式を取得した上で、2019年10月に第三者に対して売却済み)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おります。サハリン石油ガス開発の株式の取扱いについては、右記「(2) 政府が保有するサハリン石油ガス開発の株式の取扱い」をご参照ください。サハリン石油ガス開発以外の上記各社の石油公団保有株式の国際石油開発への譲渡については、産油国や共同事業者の同意が得られること、適切な資産評価が可能となること等の前提条件が整い次第、現金を対価として

譲渡することとなっておりますが、2005年4月1日付の石油公団の解散に伴い、上記各社の石油公団保有株式は、経済産業大臣に承継されたインペ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。)に承継されております。資源機構は、同機構の中期目標、中期計画において、石油公団から承継した株式については、適切な時期に適切な方法を選択して処分することとしていますが、上記各社の資源機構保有株式のうち、当社による株式の取得が実現していないものについては、譲渡の時期、方法は未定となっております。今後、当社によるそれら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、同社はサハリンプロジェクトの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おります。更に、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おります。

なお、今後の本事業の在り方については、現下の国際情勢、政府等の動向を踏まえつつ、当社としても適切に対応してまいります。

4. 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おりますが、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おります。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「3. 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

款で定めております。甲種類株式は、当該甲種類株主から請求があった場合、又は甲種類株式が国若しくは国が全額出資する独立行政法人以外の者に譲渡された場合には当社取締役会の決議により償還されます。

③ 定款上の拒否権

当社経営上の一定の重要事項(取締役の選解任、重要な資産の処分、定款変更、統合、資本の減少及び解散)の決定については、当社株主総会又は取締役会の決議に加え、甲種類株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」をご参照ください。

④ 甲種類株式の議決権行使の基準に定める拒否権の行使の基準

かかる拒否権の行使については令和4年経済産業省告示第54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おります。

- ・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。
- ・重要な資産の全部又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おります。

(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。

5. 兼任社外取締役について

当社の取締役会は現在12名の取締役で構成されておりますが、うち5名は社外取締役であります。

社外取締役5名のうち2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、取締役を委嘱しております。なお、かかる取締役のうち1名は、当社株主である三菱商事株式会社（以下、「当社株主会社」といいます。）の顧問を兼任しております。

一方、当社株主会社は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おります。

このため、当社では、当社取締役が会社法上の競業避止義務、利益相反取引への適切な対処や情報漏洩防止等に関して、常に高い意識をもって経営にあたり、当社取締役としての職務を的確に遂行していくことの重要性に鑑み、上記1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」を受理しております。

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」に準拠しております。

2021年12月31日現在の当社グループの原油、コンデンセート及びLPGの確認埋蔵量は2,704百万バレル、天然ガスの確認埋蔵量は5,118十億立方フィート、合計で3,645百万BOE(原油換算量:Barrels of Oil Equivalent)となっております。

	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 (MMbbls)	ガス (Bcf)	原油 (MMbbls)	ガス (Bcf)	原油 (MMbbls)	ガス (Bcf)	原油 (MMbbls)	ガス (Bcf)	原油 (MMbbls)	ガス (Bcf)	原油 (MMbbls)	ガス (Bcf)
確認埋蔵量												
連結対象会社分												
2019年12月31日時点	18	728	174	4,736	301	198	2,413	—	46	27	2,952	5,688
拡張及び発見	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
買収及び売却	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
前年度分調整	(1)	(41)	(6)	(6)	30	26	(170)	—	(4)	2	(151)	(19)
期中生産量	(1)	(40)	(16)	(371)	(17)	(9)	(81)	—	(3)	(19)	(118)	(440)
2020年12月31日時点	16	646	152	4,359	314	215	2,162	—	39	10	2,684	5,229
持分法適用関連会社分												
2019年12月31日時点	—	—	2	324	15	—	5	—	—	—	22	324
拡張及び発見	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
買収及び売却	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
前年度分調整	—	—	(0)	56	(2)	—	0	—	—	—	(2)	56
期中生産量	—	—	(0)	(23)	(2)	—	(2)	—	—	—	(4)	(23)
2020年12月31日時点	—	—	2	357	11	—	4	—	—	—	16	357
確認埋蔵量												
2020年12月31日時点	16	646	154	4,715	324	215	2,166	—	39	10	2,700	5,586
連結対象会社分												
2020年12月31日時点	16	646	152	4,359	314	215	2,162	—	39	10	2,684	5,229
拡張及び発見	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
買収及び売却	—	—	—	—	—	—	(6)	—	1	1	(5)	1
前年度分調整	0	4	(0)	1	(17)	(20)	149	—	(3)	21	129	6
期中生産量	(1)	(40)	(19)	(377)	(16)	(10)	(83)	—	(3)	(9)	(121)	(436)
2021年12月31日時点	15	610	133	3,983	281	186	2,223	—	34	22	2,686	4,801
持分法適用関連会社分												
2020年12月31日時点	—	—	2	357	11	—	4	—	—	—	16	357
拡張及び発見	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
買収及び売却	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
前年度分調整	—	—	(0)	(18)	2	—	4	—	—	—	5	(18)
期中生産量	—	—	(0)	(21)	(3)	—	(1)	—	—	—	(4)	(21)
2021年12月31日時点	—	—	1	318	10	—	7	—	—	—	18	318
確認埋蔵量												
2021年12月31日時点	15	610	134	4,300	291	186	2,230	—	34	22	2,704	5,118
確認開発埋蔵量												
連結対象会社分												
2021年12月31日時点	14	564	109	2,663	224	186	1,603	—	13	14	1,964	3,426
持分法適用関連会社分												
2021年12月31日時点	—	—	1	168	9	—	4	—	—	—	15	168
確認未開発埋蔵量												
連結対象会社分												
2021年12月31日時点	1	47	24	1,320	57	—	620	—	21	8	723	1,375
持分法適用関連会社分												
2021年12月31日時点	—	—	0	150	0	—	3	—	—	—	3	150

(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。2021年12月31日時点で、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127百万バレル、天然ガスが約3,822十億立方フィート、合計で約833百万BOE(原油換算:Barrels of Oil Equivalent)となっております。
 2 以下の鉱区及び油田の確認埋蔵量(2021年12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%)、カシヤン油田(49%)
 中東・アフリカ アブダビ陸上鉱区(34%)
 3 MMbbls: 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。
 6 埋蔵量の値は、単位未満を四捨五入しています。

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2021年12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2021年12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」に準拠しております。

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おります。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おります。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おります。年間割引率は10%を使用しております。

2020年12月31日及び2021年12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103.52円、115.02円を使用し

ております。

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

2020年12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	¥13,620,229	¥ 789,800	¥ 2,157,411	¥1,190,377	¥ 9,328,481	¥ 154,159
将来の産出原価及び開発費	(6,358,718)	(254,531)	(1,129,013)	(622,464)	(4,207,125)	(145,587)
将来の法人税	(4,941,757)	(174,850)	(74,682)	(108,183)	(4,583,545)	(498)
割引前の将来純キャッシュ・フロー	2,319,754	360,420	953,717	459,730	537,812	8,075
年間割引率10%	(1,128,715)	(190,828)	(359,024)	(236,386)	(332,935)	(9,542)
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	1,191,039	169,591	594,693	223,344	204,877	(1,466)
持分法適用関連会社分						
将来キャッシュ・インフロー	300,851	—	234,251	48,972	17,627	—
将来の産出原価及び開発費	(127,026)	—	(92,956)	(16,355)	(17,715)	—
将来の法人税	(65,795)	—	(46,641)	(18,375)	(778)	—
割引前の将来純キャッシュ・フロー	108,030	—	94,654	14,242	(867)	—
年間割引率10%	(44,506)	—	(41,547)	(3,165)	206	—
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	63,523	—	53,107	11,077	(661)	—
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	¥ 1,254,562	¥ 169,591	¥ 647,800	¥ 234,421	¥ 204,216	¥ (1,466)

(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%)、カシヤガン油田(49%)
中東・アフリカ アブダビ陸上鉱区(34%)
2 上表の金額は、単位未満を四捨五入しています。

2021年12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	¥23,355,208	¥ 833,868	¥ 2,912,521	¥2,046,648	¥ 17,309,448	¥ 252,724
将来の産出原価及び開発費	(8,358,835)	(291,923)	(1,215,605)	(678,653)	(6,017,025)	(155,629)
将来の法人税	(10,924,329)	(174,799)	(157,632)	(313,955)	(10,268,763)	(9,180)
割引前の将来純キャッシュ・フロー	4,072,045	367,146	1,539,284	1,054,040	1,023,660	87,914
年間割引率10%	(1,972,952)	(201,968)	(546,145)	(536,240)	(655,271)	(33,328)
標準化された測定方法による将来の純キャッシュ・フローの割引現在価値	2,099,093	165,178	993,138	517,801	368,389	54,586
持分法適用関連会社分						
将来キャッシュ・インフロー	421,317	—	291,411	75,146	54,760	—
将来の産出原価及び開発費	(144,212)	—	(101,817)	(17,926)	(24,470)	—
将来の法人税	(115,078)	—	(66,910)	(46,388)	(1,780)	—
割引前の将来純キャッシュ・フロー	162,027	—	122,684	10,833	28,510	—
年間割引率10%	(59,307)	—	(51,722)	(1,616)	(5,969)	—
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	102,721	—	70,963	9,217	22,541	—
標準化された測定方法による将来の純キャッシュ・フローの割引現在価値合計	¥ 2,201,813	¥ 165,178	¥ 1,064,101	¥ 527,018	¥ 390,930	¥ 54,586

(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%)、カシヤガン油田(49%)
中東・アフリカ アブダビ陸上鉱区(34%)
2 上表の金額は、単位未満を四捨五入しています。

	百万円						
	合計	日本	アジア・オセアニア	ユーラシア(欧州・NIS)	中東・アフリカ	米州	持分法適用関連会社分
連結対象会社分							
期首割引現在価値(2021年1月1日)	¥ 1,254,562	¥169,591	¥ 594,693	¥223,344	¥ 204,877	¥ (1,466)	¥ 63,523
変動要因:							
産出された油・ガスの販売又は移転	(524,513)	(43,766)	(188,563)	(47,766)	(219,037)	(8,470)	(16,911)
油ガス価及び生産単価の純増減	2,477,942	(5,781)	424,931	387,194	1,590,155	48,698	32,745
発生した開発費	167,694	2,192	83,091	24,010	41,911	10,446	6,044
将来の開発費の変動	(29,253)	(7,179)	24,704	(2,112)	(58,365)	7,033	6,665
埋蔵量の変動	337,087	(4,080)	(20,024)	(35,015)	372,462	(324)	24,069
時間の経過による増加	125,902	15,988	59,487	22,666	21,081	35	6,647
法人税の変動	(1,748,011)	19,373	(51,244)	(79,332)	(1,605,855)	(3,834)	(27,119)
拡張及び発見、産出技術の改良	1,035	—	—	—	(1,599)	2,634	—
その他	139,369	18,840	66,064	24,811	22,760	(163)	7,057
期末割引現在価値(2021年12月31日)	¥ 2,201,813	¥165,178	¥ 993,138	¥517,801	¥ 368,389	¥54,586	¥102,721

(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(49%)

中東・アフリカ アブダビ陸上鉱区(34%)

2 上表の金額は、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。

2021年12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343.5千バレル、天然ガス生産量は日量1,251.3百万立方フィート、原油・天然ガス合計で日量584.3千バレル(原油換算)となっています。

	2017/3	2018/3	2019/3	2019/12	2020/12	2021/12
原油・コンデンサート・LPG(千バレル/日)						
日本	3.5	3.7	3.5	3.1	3.0	2.9
アジア・オセアニア	35.8	21.2	18.7	47.5	42.5	51.3
ユーラシア(欧州・NIS)	29.6	37.5	40.7	41.0	46.4	43.2
中東・アフリカ	176.3	176.2	225.6	240.9	221.5	227.3
米州	5.6	3.9	1.8	8.2	7.6	8.0
小計	250.7	242.6	290.3	340.7	321.1	332.8
持分法適用関連会社分	97.6	86.5	13.0	11.7	10.0	10.7
合計	348.3	329.1	303.3	352.4	331.1	343.5
年間生産量(百万バレル)	127.1	120.1	110.7	96.9	121.2	125.4

	2017/3	2018/3	2019/3	2019/12	2020/12	2021/12
天然ガス(百万立方フィート/日)						
日本	132.0	145.6	131.6	118.6	110.5	110.2
アジア・オセアニア	614.8	326.9	346.5	958.6	1,012.8	1,031.7
ユーラシア(欧州・NIS)	5.3	21.4	27.4	24.5	24.8	26.4
中東・アフリカ	—	—	—	—	0.0	—
米州	116.5	107.7	89.8	63.5	52.7	25.8
小計	868.6	601.6	595.3	1,165.2	1,200.9	1,194.1
持分法適用関連会社分	54.1	48.1	53.8	61.2	63.7	57.2
合計	922.7	649.7	649.0	1,226.4	1,264.6	1,251.3
年間生産量(十億立方フィート)	336.8	237.1	236.9	337.3	462.8	456.7

	2017/3	2018/3	2019/3	2019/12	2020/12	2021/12
原油・天然ガス合計(千バレル(原油換算)/日)						
日本	28.3	31.1	28.2	25.4	23.7	23.6
アジア・オセアニア	152.5	82.7	84.4	231.9	238.4	251.5
ユーラシア(欧州・NIS)	30.6	41.4	45.6	45.3	50.9	47.9
中東・アフリカ	176.3	176.2	225.6	240.9	221.5	227.3
米州	26.5	23.5	18.1	20.0	17.4	13.0
小計	414.1	354.9	401.8	563.5	552.0	563.3
持分法適用関連会社分	107.2	95.0	22.5	22.6	21.4	20.9
合計	521.3	449.9	424.3	586.2	573.4	584.3
年間生産量(百万バレル(原油換算))	190.3	164.2	154.9	161.2	209.9	213.3

情報開示体制と株主・投資家向けの活動

当社は、株主の皆様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、いち早い情報提供をすべく、招集通知の早期開示及び発送を行っています。2022年3月25日の第16回定時株主総会では、開催の3週間以上前の同年2月24日に当社ホームページ等で発送前開示を行うとともに、3月3日に招集通知を発送しました。また、議決権行使の円滑化に向けて、インターネットによる議決権の行使・議決権電子行使プラットフォームの導入及び、当社ホームページやTDnet（適時開示情報伝達システム）に英訳版を含め招集通知等の関係書類を掲載しています。

IR活動について、個人投資家向けIRとしては、IRフェア等への参加に加え、個人投資家向けに説明会を開催しております（実地開催、オンライン等により適宜実施）。

アナリスト・機関投資家向けには、決算内容や業績予想等について、原則半期毎に説明会を開催しております（実地開催、オンライン等により適宜実施）。説明会の模様は、当社ホームページのIRサイトにて日本語及び英語で動画配信しております。

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、随時カンファレンスへの参加や個別説明を実施しております（個別訪問、電話、オンライン等により適宜実施）。

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、統合報告書等）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、株式などの様々な情報を開示しています。

格付情報 (2022年6月30日現在)

格付機関名	長期	短期
ムーディーズ	A2 (安定的)	—
スタンダード&プアーズ	A- (安定的)	A-2
格付投資情報センター (R&I)	AA (安定的)	a-1+
日本格付研究所 (JCR)	AA+ (安定的)	—

主なインデックスへの採用状況 (2022年5月現在)

- 日経平均株価（日経225）
- TOPIX
- JPX日経インデックス400
- MSCI Japan Index
- MSCI World Energy Index
- FTSE4Good Developed Index／FTSE4Good Japan Index
- FTSE Blossom Japan Index
- MSCI ESG Leaders Indexes／MSCIジャパンESGセレクト・リーダーズ指数／MSCI日本株女性活躍指数
- S&P/JPXカーボン・エフィシエント指数
- STOXX Global ESG Leaders Index
- ECPI World ESG Equity／ECPI Global Carbon Liquid／ECPI Global Developed ESG Best in Class
- SOMPOサステナビリティ・インデックス

Webサイトのご案内

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



会社情報

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

▶ INPEX Vision @2022



<https://www.inpex.co.jp/company/midterm.html>

事業案内

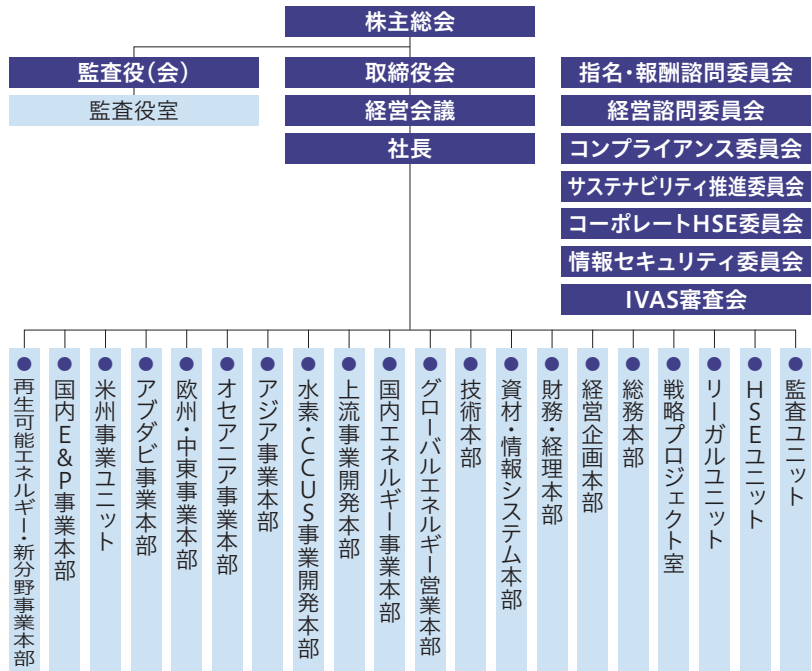
<https://www.inpex.co.jp/business/>



会社データ

社名	株式会社INPEX (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	①石油・天然ガスその他の鉱物資源の調査、探鉱、開発及び生産 ②地熱、風力、太陽光その他のエネルギー資源の調査、開発及び生産 ③前二号に定める資源及びそれらの副産物の精製、加工、貯蔵、売買、受託販売及び輸送等

組織図 (2022年4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	136,935名/1,462,323,600株 ^{※1}
甲種類株式 ^{※2}	1名(経済産業大臣)/1株

※1:2022年2月8日に自己株式75,656,433株の消却を行ったことにより、同日時点での発行済株式数(普通株式)は1,386,667,167株。

※2:当社定款においては、経営上の一定の重要事項の決定について株主総会又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おります。

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	19.97
日本マスタートラスト信託銀行株式会社(信託口)	179,995,000	12.98
株式会社日本カストディ銀行(信託口)	60,301,600	4.35
石油資源開発株式会社	53,446,600	3.85
ENEOSホールディングス株式会社	43,810,800	3.16
日本証券金融株式会社	29,420,000	2.12
SMBC日興証券株式会社	21,982,400	1.59
三菱UFJモルガン・スタンレー証券株式会社	21,348,326	1.54
ステートストリートバンクウェスト	19,837,543	1.43
クライアントトリーティー505234		
ザバンクオブニューヨークメロン140051	18,871,100	1.36

注:持株比率は自己株式(75,656,400株)を控除して計算しております。持株比率は、単位未満を四捨五入しております。

株式の分布状況

	人数(名)	株式数(株)	持株比率(%) ^{注2}
金融機関	73	340,173,947	23.26
証券会社	60	95,172,669	6.51
その他国内法人	887	145,059,176	9.92
経済産業大臣 ^{注1}	1	276,922,800	18.94
外国人	1,125	425,402,780	29.09
個人・その他	134,788	103,935,828	7.11
自己名義株式	1	75,656,400	5.17

注1:経済産業大臣の保有株式数には、甲種類株式は含まれておりません。
注2:持株比率は単位未満を四捨五入しております。

IR(投資家情報)

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



CSR

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

▶サステナビリティレポート



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

お問い合わせ

IR(投資家情報)に関するお問い合わせ、本統合報告書へのご意見・ご感想は、下記までお願い致します。

経営企画本部 広報・IRユニット IRグループ
ホームページ:

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

INPEX

〒107-6332

東京都港区赤坂 5-3-1 赤坂 Biz タワー

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



本レポートは、環境に配慮した印刷方式を採用しています。
インキには、環境に優しい植物油インキ
(ベジタブルオイルインキ)を使用しています。