

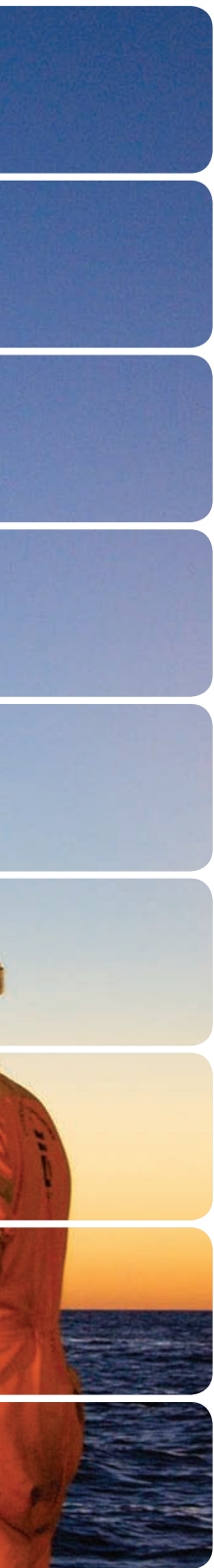


アニュアルレポート

2010

写真：西オーストラリア州 沖合  
WA-344-P 鉋区 掘削リグ

国際石油開発帝石株式会社  
INPEX CORPORATION



財務ハイライト page 01	INPEX Operation	Financial Section
INPEX Outline	プロジェクト一覧 page 20	財務セクション page 49
私たちのビジョン page 02	プロジェクトの状況 page 22	Additional Information
私たちの事業 page 03	INPEX Sustainability	事業等のリスク page 82
パフォーマンス page 04	企業としての 社会的責任 (CSR) page 40	石油及び天然ガスの 埋蔵量及び生産量に ついて page 92
INPEX Direction	役員の紹介 page 43	連結子会社及び 関連会社 page 97
社長メッセージ page 06	コーポレート・ ガバナンス page 44	株式データ page 99
中長期的な戦略と 強み page 10		会社データ page 100
二大プロジェクト page 16		

### 見直しに関する注意事項

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

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

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

### 数値に関する注意事項

本アニュアルレポートの財務内容に係わる数値は、単位未満を四捨五入して表示しています。  
P22以降の「プロジェクトの状況」は、2010年8月末時点の状況を記載しています。



## 財務ハイライト

## Financial Highlights

国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社  
3月31日終了の連結会計年度

	百万円	百万円	千米ドル*7
	2009	2010	2010
売上高	¥1,076,165	840,427	\$9,032,964
営業利益	663,267	461,668	4,962,038
当期純利益	145,063	107,210	1,152,300
営業活動からのキャッシュ・フロー	230,352	241,373	2,594,293
自己資本利益率 (ROE) *1 (%)	11.9	8.1	8.1
純使用総資本利益率 (ネット ROACE) *2 (%)	14.6	10.5	10.5
配当性向 (%)	13.0	12.1	12.1
総資産	1,768,045	2,013,778	21,644,218
純有利子負債 *3,6	(324,109)	(349,211)	(3,753,343)
自己資本比率 *4 (%)	71.9	68.9	68.9
純有利子負債 / 純使用総資本 *5,6 (%)	(31.2)	(30.6)	(30.6)
	円	円	米ドル*7
一株当たり情報			
当期純利益	61,601.60	45,553.56	489.61
配当金	8,000.00	5,500.00	59.11
	円	円	
期末株価	683,000	686,000	—
	億円	億円	百万米ドル*7
時価総額	16,108	16,179	17,389

\*1 自己資本利益率 (ROE) = 当期純利益 / (純資産 - 少数株主持分) の期初と期末の平均値

\*2 純使用総資本利益率 (ネット ROACE) = (当期純利益 + 少数株主持分 + (支払利息 - 受取利息) × (1 - 実効税率)) / (純資産及び純有利子負債の合計の期初と期末の平均値)

\*3 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 - 国債・地方債・社債など (時価のあるもの)

\*4 自己資本比率 = (純資産 - 少数株主持分) / 総資産

\*5 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)

\*6 表中の ( ) はマイナスの意

\*7 円貨から米ドル表示への換算は、単に便宜上、2010年3月31日時点の換算レートである1米ドル=93.04円で計算しております。

INPEX Outline  
私たちのビジョン

# Our Vision

- 
- We aim to raise the level of daily production to between 800,000 and one million barrels (crude oil equivalent) by 2020, and as a member of a leading independent group, establish a robust position as an upstream, or semi-major company.
  - Abadi project (production start in 2016)
  - Ichthys project (production start in 2016)
  - Kashagan oil field (production start in 2012)

## 事業環境

- ・石油・天然ガスは、日本国内の一次エネルギー需要の約6割を占める主要エネルギーですが、日本は概ねその全量を海外からの輸入に依存しています。
- ・石油・天然ガス事業を取り巻く環境は、不安定な油価・為替相場に加え、先進国を中心に景気・金融情勢が先行き不透明感を増すなか、産油国における資源ナショナリズムの高まりや、新興国との資源獲得競争の激化など、今後とも厳しい状況が予想されます。
- ・さらに海外探鉱開発では、探鉱開発対象の技術的・経済的ハードルの上昇、環境保全に伴う開発作業スケジュール及びコストへの負荷の増大などの要因も重なり、一層厳しさを増しています。

## 社会的役割

- ・こうした厳しい事業環境のなかで、私たち国際石油開発帝石グループ（以下、INPEX）は、石油・天然ガス開発事業を内外で展開する日本で最大の石油・天然ガス開発企業として、石油・天然ガスの探鉱・開発・生産を積極的に推進し、グローバルな大手石油会社に比して遜色ない、高い国際競争力を備えた石油・天然ガス開発企業を目指します。
- ・そして、エネルギーの安定的かつ効率的な供給の実現に貢献するという社会的使命を果たすとともに、埋蔵量と生産量の中長期的な維持・拡大により、企業価値の持続的成長を着実に進めてまいります。



INPEX Outline  
私たちの事業

# Our Business

## Step1 鉱区の取得



- 対象地域の事前調査
- 入札 / 契約交渉・鉱区権益に関わる契約の締結
- 探鉱・開発権等の取得

## Step2 探鉱活動



- 地質 / 地球物理学的調査（地表探査、地震探査、海底探査）
- 試掘井\*1の掘削
- 生産テスト、原油・ガスの発見

## Step3 評価



- 評価井\*2の掘削
- 埋蔵量の評価
- 採算性の検討 / 開発計画の策定

## Step4 開発



- 生産井\*3の掘削
- 生産 / 出荷設備（パイプライン等）の建設
- 生産開始

## Step5 生産・販売



- 生産・操業管理
- マーケティング、販売  
（原油 / コンデンサート / LPG / 天然ガス / LNG 等）

更なる探鉱・資産買収などへの投資  
（埋蔵量・生産量の拡大）

\*1: 原油・天然ガスの存在を調べるための井戸

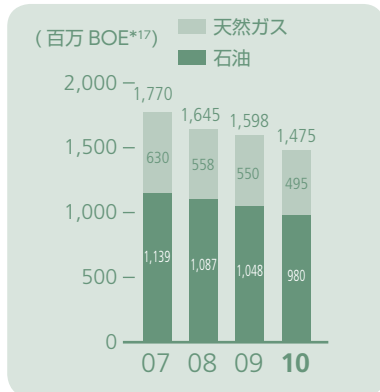
\*2: 油・ガス田の拡がり調べるための井戸

\*3: 原油・天然ガスを生産するための井戸

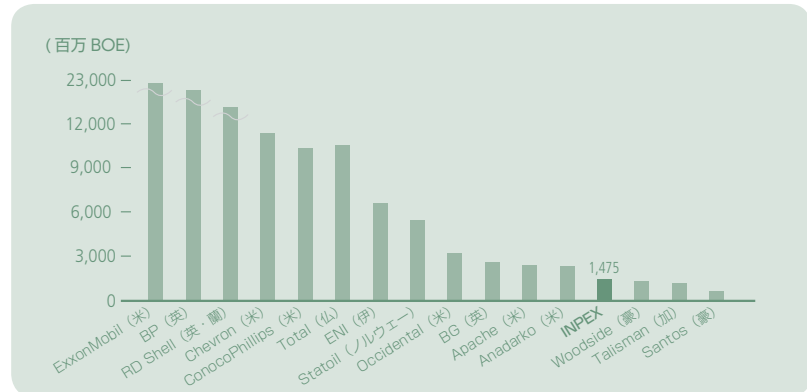
INPEX Outline  
パフォーマンス

# Our Performance

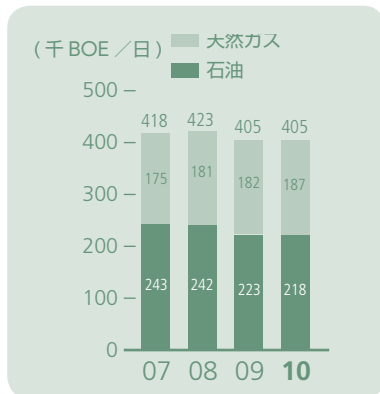
確認埋蔵量\*1  
(製品別)



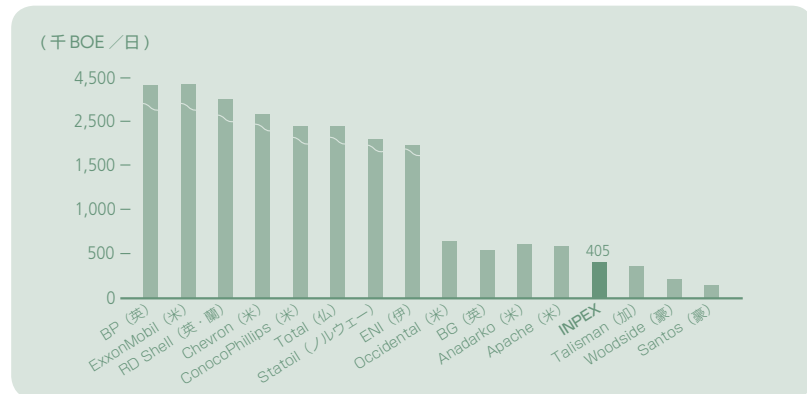
確認埋蔵量の他社比較\*2  
(石油・天然ガス)



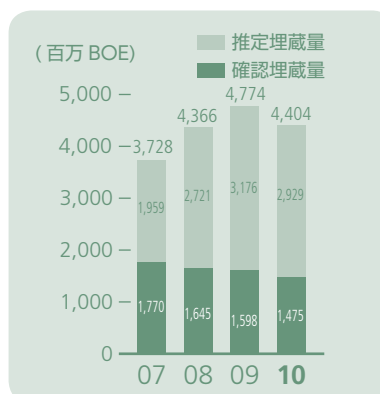
ネット生産量\*3  
(製品別)



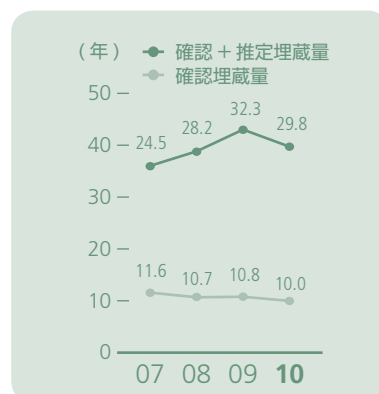
生産量の他社比較\*4  
(石油・天然ガス)



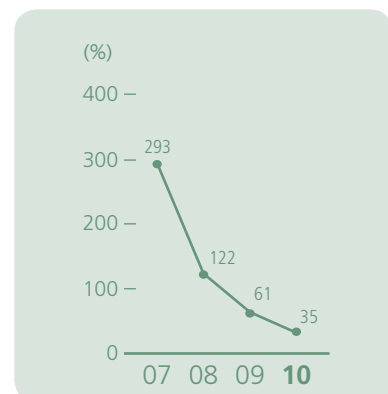
確認埋蔵量 + 推定埋蔵量\*5



可採年数\*6



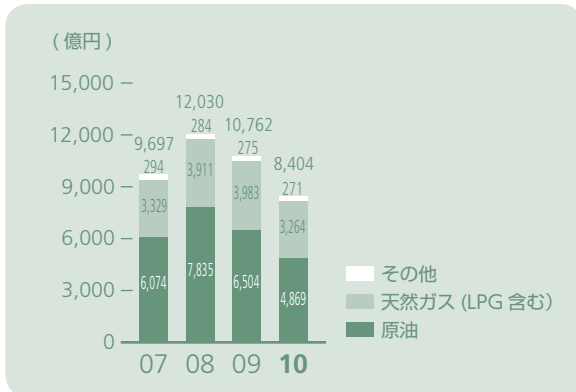
リザーブ・リプレースメント・レシオ(3年平均)\*7



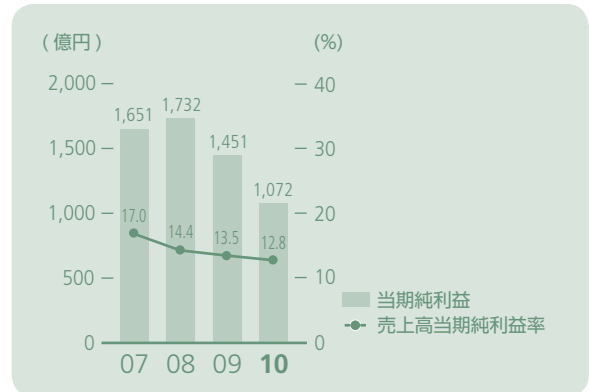
\*1 確認埋蔵量は、米国証券取引委員会 (SEC) の規則に従った数値。確認埋蔵量は、DeGolyer & MacNaughton 社の埋蔵量評価鑑定書に基づく数値。  
 \*2 各社 2009 年 12 月末時点であるが、当社は 2010 年 3 月末時点の米国証券取引委員会 (SEC) 規則に従った数値。当社の確認埋蔵量は DeGolyer & MacNaughton 社の埋蔵量評価鑑定書 (暫定版) に基づき、DeGolyer & MacNaughton 社評価対象外の埋蔵量は含まない。石油にはビチューメン、合成原油等非在来型資源を含む。持分法適用会社の持分を含む。比較企業として産油国国営企業は除外している。  
 \*3 生産量は米国証券取引委員会 (SEC) の規則に従った数値。当社グループが締結している生産分与契約にかかると当社グループの原油及び天然ガスの生産量は、正味経済的取分に相当する数値。  
 \*4 各社は 2009 年 12 月期、当社は 2010 年 3 月期の米国証券取引委員会 (SEC) 規則に従った数値。石油にはビチューメン、合成原油等、非在来型資源を含む。持分法適用会社の持分を含む。比較企業として産油国国営企業は除外している。石油にはビチューメン、合成原油等非在来型資源を含む。  
 \*5 2010 年 3 月末、2009 年 3 月末及び 2008 年 3 月末時点の推定埋蔵量は SPE / WPC / AAPG / SPEE の 2007 年 3 月に承認された SPE-PRMS (新基準) に、2007 年 3 月末時点の推定埋蔵量は SPE 及び WPC が定めた指針 (1997 SPE / WPC) に従った確認埋蔵量と推定埋蔵量の合計値から SEC が定める規則に従っ

た確認埋蔵量を差し引いた数値。確認埋蔵量は米国証券取引委員会 (SEC) の規則に従った数値。確認埋蔵量及び推定埋蔵量は、DeGolyer & MacNaughton 社の埋蔵量評価鑑定書に基づく数値。2008 年 3 月末のジョスリンオイルサンドプロジェクト (露天掘り) の埋蔵量は、RYDER SCOTT 社の評価に従った数値。  
 \*6 可採年数 = 期末埋蔵量 / 期中生産量  
 \*7 リザーブ・リプレイスメント・レシオ = 期中の確認埋蔵量増加分 / 期中生産量  
 \*8 売上高当期純利益率 = 当期純利益 / 売上高  
 \*9 自己資本 = 純資産 - 少数株主持分  
 \*10 自己資本比率 = (純資産 - 少数株主持分) / 期末総資産  
 \*11 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 - 国債 - 地方債 - 社債など (時価のあるもの)  
 \*12 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)  
 \*13 配当性向 = 一株当たり配当金 / 一株当たり当期純利益  
 \*14 一株当たり当期純利益 = 当期純利益 / 期中平均発行済株式数  
 \*15 株価収益率 = 期末株価 / 一株当たり当期純利益  
 \*16 株主資本利益率 (ROE) = 当期純利益 / (純資産 - 少数株主持分) の期首と期末の平均値  
 \*17 原油換算バレル (Barrels of Oil Equivalent)

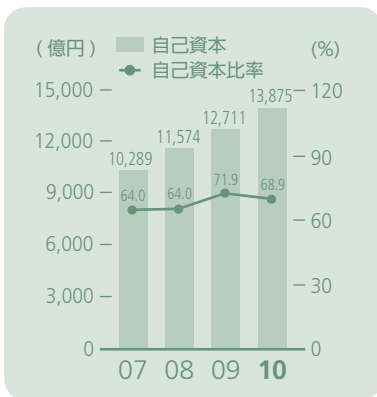
売上高 (製品別)



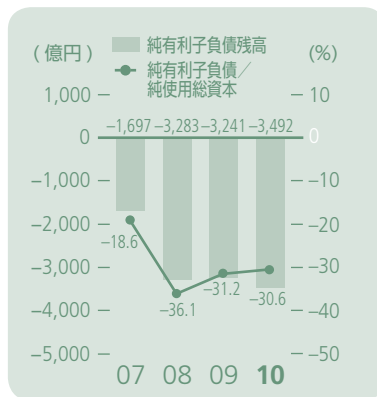
当期純利益、売上高当期純利益率\*8



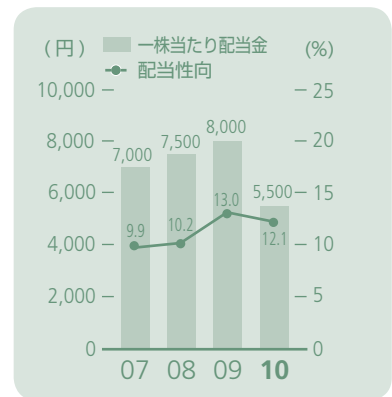
自己資本\*9、自己資本比率\*10



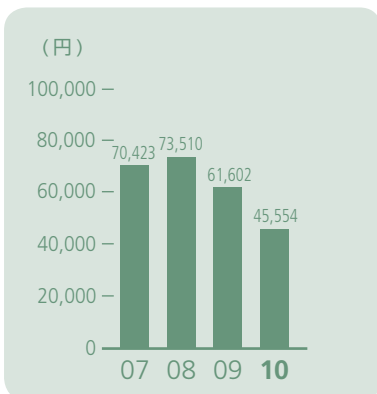
純有利子負債\*11、  
純有利子負債 / 純使用総資本\*12



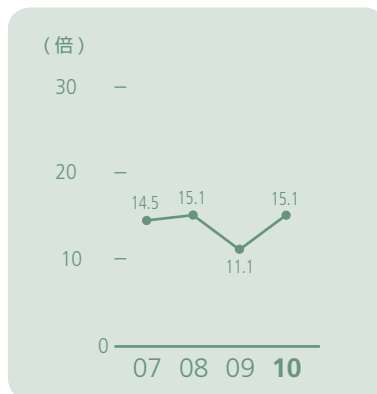
一株当たり配当金、配当性向\*13



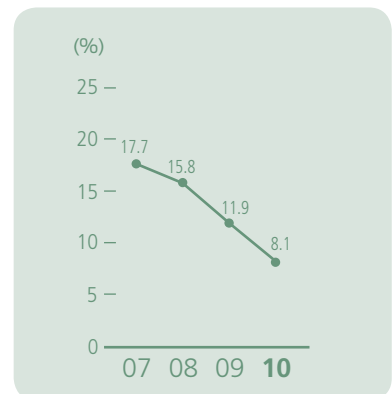
一株当たり当期純利益 (EPS)\*14



株価収益率 (PER)\*15



株主資本利益率 (ROE)\*16





INPEX Direction  
社長メッセージ

# President's Letter



このたび、2010年6月23日開催の定時株主総会後の取締役会において、  
当社の代表取締役社長に選任された北村です。  
今後の経営に関する所信の一端をお伝えしながら、  
当社の2009年度の事業概況や今後の取り組みなどについて述べさせていただきます。

## 統合後約2年間を振り返って

2008年10月の完全統合から2年近く経過しました。社内の状況を見ますと、統合のシナジー効果が非常に良い形で発揮されており、日本を代表する石油・天然ガスの開発企業として大きく成長していると実感しております。さらに経営統合により、上流事業に重要なプレゼンス・資金力・技術力などが飛躍的に向上したことで、各プロジェクトを進めるにあたりその効果が表れております。また、産油国の政府関係者や大手国際石油会社の方々とお話した際、「INPEXは大きなポテンシャルを持っている会社だ」「色々なプロジェクトをパートナーとしてやろう」「こういう会社なら開発を任せてもいい」など、高いご評価・ご声援をいただくことが増えていると感じております。

そうした中、当社は、「2020年までに、メジャーに次ぐ中堅のトップグループの上流企業（ネット生産量：日量80～100万バレル程度（原油換算）」を目指し、日々取り組んでおります。かかる目標は社員一人一人に共有されており、本社コーポレート部門から国内外の開発・生産現場に至るまで、各社員がそれぞれの持ち場でこの目標の実現に向けて懸命に努力していると感じております。

## 私の役割

私の役割は、経営トップとして会社全体を着実にリードしながら、目標に向けてプロジェクトをひとつひとつ実現していくことだと認識しております。

現在、当社は、オーストラリアの「イクシス」、インドネシアの「アバディ」、カザフスタン（北カスピ海）の「カシャガン」をはじめとした重要プロジェクトを進めております。経営トップの役割は、当社の成長の原動力となるこれらのプロジェクトの確実な実現に向け、経営資源の効果・効率的な配分、とりわけ、適材適所の人事配置や資金調達計画の策定であり、それが私の就任初年度における大きな仕事のひとつと考えております。

また、資源獲得競争が激しくなる中で、優良な権益を確実に獲得するために、自らアンテナを高く張り、ビジネス機会をタイムリーに捉えたいと考えております。さらに、長期的な取り組みが必要とされる当社事業では、ステークホルダーの皆様とできるだけフェイス・トゥ・フェイスでコミュニケーションを図り、双方の信頼関係をさらに深めていくのも経営トップの役割と考えております。

## 当期の業績とプロジェクトの進捗

2010年3月期の業績については、原油価格が期中平均で前期比18%下落し、為替も前期比10%の円高となったことで、売上高8,404億円、当期純利益1,072億円と、それぞれ前期に比べて2～3割程の大幅な減収減益となりました。当社の価値の源泉である埋蔵量につきましては、当期は新規油・ガス田の開発などによる

追加はわずかであった一方、期中生産分の減少等により、確認埋蔵量と推定埋蔵量の合計は前期比約8%減少し、原油換算で約44億バレルとなりました。また、長期的な成長目標を掲げているネット生産量は、フラージ、ヴァンゴッホ、タングー等、新規油・ガス田の生産開始がありました。ADMA 鋳区 (UAE) においてOPECの生産削減決議の影響を受けるなどしたため、前期とほぼ同量の原油換算で日量40.5万バレルとなりました。

上流事業の業績は、マーケットや為替により大きな影響を受けるものではありませんが、当期の業績を振り返ると、あらためてネット生産量、及び埋蔵量を増加させることに尽力する必要があると感じております。

当期の各プロジェクトにつきましては、ベネズエラの重質油開発やブラジル深海の探鋳鋳区などに進出したほか、イクシス、アバディ両LNGプロジェクトでは、引き続き開発準備作業を着実に推進しております。また、日本国内においては、当社経営戦略の第二の柱であるガスサプライチェーンの構築に向け、直江津LNG受入基地の建設を順調に進めております。なお、新エネルギー開発については、大型(大容量)リチウムイオン電池の量産化を進めるエリーパワー(株)への出資、さらに、クリーンテクノロジーや再生可能エネルギー開発企業への投資を行うファンド(DBマスタートール クリーンテック ファンド)へ出資することを決定しました。

## 今後に向けて

世界のエネルギー需要は、中国やインドをはじめとした新興国の経済成長により、中長期的に拡大していくものと考えております。しかし、当社を取り巻く経営環境は、不安定な油価・為替相場に加え、先進国を中心に景気・金融情勢が先行き不透明感を増す中、産油国における資源ナショナリズムの高まりや、新興国との資源獲得競争の激化など、今後とも厳しい状況が予想されます。また、新規の探鋳・開発プロジェクトが極地・深海といったフロンティアへますます向かう中、資金的・技術的なハードルが高くなる一方で、メキシコ湾の原油流出問題が例示するように、保安・環境への取り組みもより一層必要となります。

こうした事業環境の中で求められるものは多岐にわたりますが、最も重要なのは資金力や技術力を伴った信頼性であると考えております。産油国から見て、どこの会社に開発してもらいたいのか、他の上流企業から見てどこの会社とパートナーを組んで開発したいのか、そうした目線を意識し、また、産油国やパートナーが求める厳しいクライテリアを満たす必要があります。

当社は、社員のうち約6割が技術系であり、世界トップレベルの技術を使いこなす能力を持っています。さらに、日本、インドネシア、オーストラリア、UAEなど、技術力を高める現場が豊富にあります。そういった技術的優位性を活かしつつ、当社は引き続き着実に実績を積み重ね、国際的な信頼性・プレゼンスを向上させ、事業機会を拡げたいと考えております。

また当社は、中長期的な成長シナリオを実現するために今後7年間でイクシスLNGプロジェクトを中心として約4兆円の開発投資等を計画しております。2010年8月、当社は公募増資及びオーバーアロットメントに伴う第三者割当増資により約130万株の新株式を発行し、約5,200億円の資金調達を実施いたしました。今回の増資により、財務基盤の健全性と柔軟性を確保いたしました。今後は強化された財務基盤をベースに借入による資金調達を計画しております。資金調達を確実に実施することにより、約4兆円の投資が実現可能





となり、これら投資を通じたイクシスLNGプロジェクトなどの主要プロジェクトの商業化による持続的な企業価値・株主価値の成長を図っていきたいと考えております。今回の増資で新たに株主になられた皆様に対しても、そのご期待に応えられるよう、強い決意を持して経営トップの責務を果たしてまいります。

当社は経営統合を経て、さらに大きく飛躍するためチャレンジを続けております。また、社員全員が目標を共有し、汗と知恵を絞って努力しております。そういった中、私は、経営トップとして会社全体を力強くかつ堅実にリードしたいと考えております。

2010年8月

代表取締役社長  
北村 俊昭

#### 公募増資の実施について

2010年7月から8月にかけて行った新株発行増資の概要は以下の通りです。

発行価格	1株につき	417,100	円
払込金額	1株につき	402,050	円
公募増資による増加株式数	普通株式	1,297,400	株
公募増資後の発行済株式総数	普通株式	3,655,809	株
	甲種類株式	1	株
	合計	3,655,810	株
払込金額の総額		521,619,670,000	円

INPEX Direction  
中長期的な戦略と強み

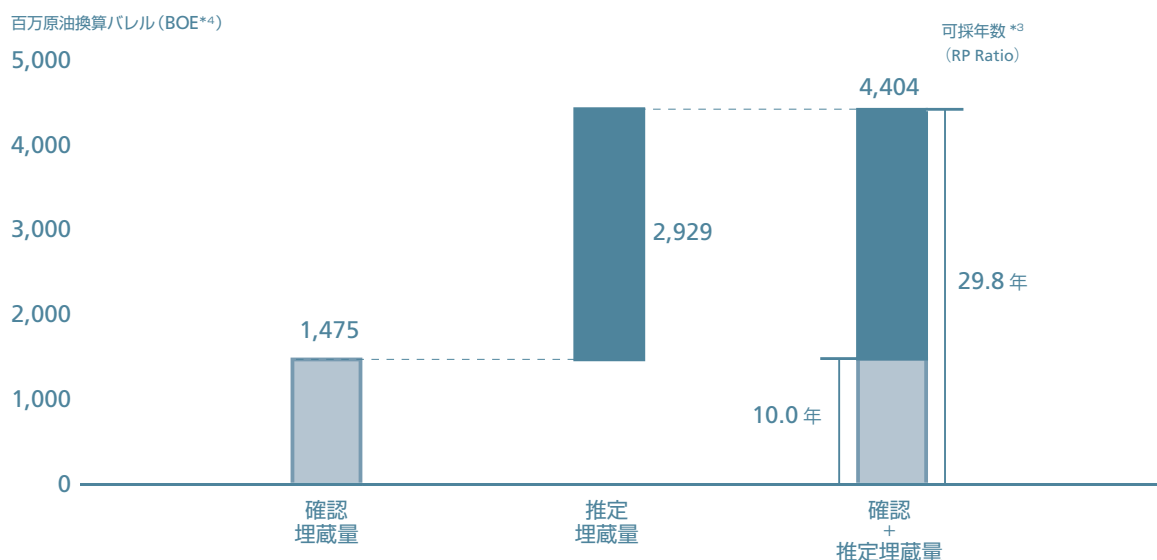
# Mid-to-Long-Term Strategy & Our Strengths

INPEXは、社会的使命の遂行と企業価値の持続的成長というビジョンの達成に向けて、中長期的な事業戦略に基づいて事業を推進しています。この戦略を支える重要な経営資源となるのが、豊富な埋蔵量をはじめとするINPEX固有の強みです。

経営統合\*1により形成された独自の強みを一層充実させることで、グローバル規模の市場競争力を高めて行くとともに、さらなる経営基盤の強化を図っていきます。

\*1 2006年からの2年半にわたる統合過程を経て、国際石油開発帝石ホールディングスは、国際石油開発と帝国石油を吸収し、「国際石油開発帝石株式会社」として2008年10月に新たなスタートを切りました。本社機能の集約と組織の完全一体化を実現し、一層効率的・機動的な経営体制を確立しています。

## 豊富な埋蔵量\*2



\*2 確認埋蔵量は DeGolyer&MacNaughton 社の埋蔵量評価鑑定書に基づく米国証券取引委員会 (SEC) 規則に従った数値。推定・予想埋蔵量は DeGolyer&MacNaughton 社の埋蔵量評価鑑定書に基づく SPE (米国石油技術者協会) / WPC (世界石油会議) / AAPG (米国石油地質技術者協会) / SPEE (石油評価技術協会) の2007年3月に承認された SPE-PRMS に従った数値。条件付資源量 (Contingent Resources) は、確認・推定・予想埋蔵量のほかに期待される当社の技術的評価に基づくもの。持分法適用会社の持分を含む。

\*3 可採年数 = 2010年3月末「確認埋蔵量」または「確認埋蔵量 + 推定埋蔵量」 / 2010年3月期生産量実績 (RP Ratio: Reserve Production Ratio)

\*4 Barrels of Oil Equivalent: 天然ガスの生産量・埋蔵量も原油に換算した合計値

---

## INPEXの強み

---

### 1. 豊富な埋蔵量・資源量 \*1

石油・天然ガスの上流事業を展開する上で、企業価値の源泉となる埋蔵量と資源量は極めて重要な要素です。世界 27 カ国77プロジェクト（2010年8月末現在）を有する INPEX は、日本企業で最大の確認埋蔵量を保有し、推定埋蔵量を加えた「確認 + 推定埋蔵量」は約 44 億原油換算バレルに達しています。また、可採年数は、確認埋蔵量で 10.0 年、推定埋蔵量を加えると 29.8 年となります。さらに、INPEX は推定埋蔵量にも含まれない豊富な予想埋蔵量及び条件付資源量も保有しており、中長期的な確認／推定埋蔵量の拡大を見込んでいます。

### 2. 大型LNGプロジェクトのオペレーター

INPEX は、世界でも有数の規模となる2つの大型LNGプロジェクト「イクシス」(オーストラリア)「アパディ」(インドネシア)を日本企業としては初めてオペレーター（操業幹事会社）として開発に取り組んでいます。両プロジェクトから生産される LNG の量は、合計で日本の年間 LNG 輸入量の約 2 割に相当する大規模なもので、INPEX は LNG の安定供給、そして INPEX の企業価値向上に貢献する最重要プロジェクトとして注力しています。

### 3. ガスサプライチェーン

INPEX は、国内及び海外のガス資産と国内のガス・マーケットを結び付けることのできる、約 1,400 キロメートルにおよぶ国内天然ガスパイプラインネットワークを有しています。今後は海外大型 LNG プロジェクトとの結合によりガスサプライチェーンを構築し、付加価値の向上を図っていきます。具体的な取り組みとして、2009年7月に直江津 LNG 受入基地の建設に着工しており、2014年の稼働を目指して工事は順調に進んでいます。

### 4. 強固な財務基盤

石油・天然ガス開発事業はリスクが高く、また、多額の資金を要する投資機会に迅速に対応することが求められるため、石油・天然ガス開発企業にとって健全な財務体質と手元資金の確保は必要不可欠です。INPEX は自己資本比率が 68.9%（2010年3月期）であり、メジャーを含む海外同業他社と比較しても、高い比率を示しています。また、INPEX は負債を上回る預金・国債等を保有しており、財務健全性の指標である「純有利子負債／純使用総資本」\*2 は -30.6%（2010年3月期）と、優れた財務健全性を確保しています。

\*1 左ページ(P10) \*2 参照

\*2 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）



INPEX Direction

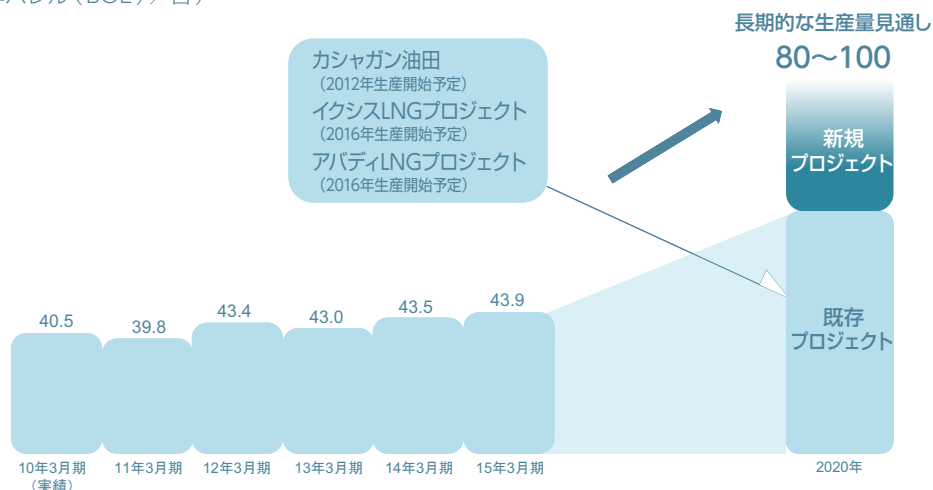
中長期的な戦略と強み

# Mid-to-Long-Term Strategy & Our Strengths

INPEXは、経営統合により形成されたバランスのとれた資産ポートフォリオなど固有の強みを活かしながら、成長目標の達成に向けて3つの基本戦略を推進します。

## 成長目標

ネット生産量長期予想  
(万原油換算バレル(BOE)/日)



- ・ ネット生産量を2020年までに日量80～100万バレル(原油換算)に高め、インディペンデント<sup>\*1</sup>のトップグループに属する上流専門企業(あるいは準メジャー)としての確固たる地位を目指します。
- ・ 3大主要プロジェクトの開発を中心に、2010年4月以降、2017年3月期までに総額4兆円規模の探鉱・開発投資等を行うことを想定しております。
- ・ 中長期的にRRR<sup>\*2</sup>100%以上を維持します。
- ・ 上流事業をコアとしつつ、ガスサプライチェーンの確立を図るとともに、中長期的な視点に立って、多様なエネルギーを供給する企業への成長を追求します。
- ・ 財務の健全性を維持、企業体力の強化、企業価値の向上を図ります。

<sup>\*1</sup>: インディペンデントメジャー(国際石油資本)に続く規模の石油会社。「独立系石油企業」と呼ばれる。

<sup>\*2</sup>: RRR  
リザーブリプレースメントレシオ(Reserve Replacement Ratio)の略。期中の確認埋蔵量の増加分を期中の生産量で割った埋蔵量の増加傾向を見る指標。

## 3つの基本戦略 1 上流事業の持続的拡大

- ・ エネルギー安定供給のために、生産量・保有埋蔵量の持続的な維持・拡大を追求していきます。
- ・ 現在の探鉱・開発・生産プロジェクトの運営・推進を通じ、上流事業の総合的遂行力（情報力、資金力、技術力、交渉力等）強化を図ります。

まず、既発見埋蔵量であるカシャガン油田、イクシス・アバディ両大型LNGプロジェクトを確実に立ち上げることを最優先に取り組みます。イクシス・アバディをオペレーターとして着実に立ち上げるために、海底仕上げを含む沖合での開発技術など、オペレータープロジェクト推進に必要な技術力の向上に努めます。また、これらプロジェクトの開発には、多額の資金調達が必要となることから、財務の健全性に留意しつつ、最適な資金調達戦略を検討していきます。

次に、ポストイクシス・アバディとなりうる規模の埋蔵量と収益が確保できるプロジェクトの発掘・獲得に努めます。新規獲得案件の選定に当たっては、当面の間、既存大型プロジェクトの立ち上げに経営資源を集中させる必要があるため、探鉱については、大規模埋蔵量の見込まれる探鉱重

点地域を定め、その地域に絞り込んだアクションプランの実行に取り組みます。権益取得については、中長期的には、直接権益の取得に加え、国境を越えたM&Aも視野に入れ、株式交換を含む買収方法の検討を進めるなど積極的に取り組み、探鉱案件との適切なバランスを考慮しつつ資産の拡充を目指していきます。また、オイルサンドなどの非在来型炭化水素資源の開発も視野に入れつつ、既存油・ガス田に対する先進的な増進回収技術などの重質油開発技術を含めた総合的な技術力を強化し、有望権益の獲得に努めます。

新規権益の獲得と並行して、生産後期に入り今後廃坑費負担等により収益力低下が見込まれる既存権益の売却等を含め、アセットの弾力的・機動的な組み換えを検討し、バランスのとれたポートフォリオの拡充を目指していきます。

Sustainable expansion of our upstream business



## 3つの基本戦略 2 ガスサプライチェーンの構築と ガスビジネスの積極的展開

国内・海外のガスソースと当社グループの国内ガス市場とを、LNG 受入基地の建設やパイプラインネットワークの拡充などを通じて有機的に結び付けることにより、付加価値の向上を図る体制（ガスサプライチェーン）を整備していきます。

国内でのガスビジネス拡大に合わせ、2010年1月より静岡ガス㈱からLNG気化ガスを導入しており、顧客、関係当局との間での合意を得て、新たな価格体系を導入しております。

2014年には直江津LNG受入基地を稼働させる計画であり、イクシス・アバディ両LNGプロジェクト立ち上がり後、生産するLNGを持ち込むことで、当社グループの海外LNGプロジェクトと国内ガス市場とを結ぶ、自前のガスサプライチェーンの構築を目指していきます。また、直江津LNG受入基地稼働後は、需要規模の拡大も重要な課題であり、既存ネットワーク周辺及び北陸方面等での新たな需要獲得にむけた協議・検討を進めていきます。

国内ガス供給インフラで連携する国内エネルギー企業との間では、相互メリットに繋がる適切な協力関係構築につき検討していきます。

国内向けのガスサプライチェーン構築を足がかりとして、国内外のガストレーディングビジネスに必要な輸送事業や海外LNG受入基地への参画など、経済性と将来性のバランスにも配慮しつつ、ガス事業の領域拡大に繋がる検討を進め、グローバルなガスビジネス展開の拡大を目指していきます。



Establishing a gas supply chain  
and proactively expansion of the gas  
business



### 3つの基本戦略 **3** 多様なエネルギーを供給する企業への成長

多様なエネルギーの開発・供給をすべくエネルギー供給方法や手段を拡大するとともに、地域社会さらには地球社会との共生を図り、持続可能な発展に貢献する、多様なエネルギーを供給する企業への成長を追求していきます。

上流プロジェクトにおけるエネルギー効率を向上し、大気中に放散される二酸化炭素(CO<sub>2</sub>)を固定化するCCS(CO<sub>2</sub>地中貯留)など二酸化炭素排出量の削減にも積極的に取り組んでいきます。

また、エネルギーの総合的供給者を目指す国内企業及び国営石油会社(NOC、National Oil Companyの略)、国際石油企業(IOC、International Oil Companyの略)など

とのネットワーキング、アライアンスや事業提携を通じて、将来を見据えた天然ガスの液化燃料技術であるGTL(Gas To Liquidsの略)やDME(Dimethyl Etherの略)などの新エネルギーと、太陽光・太陽熱発電、風力・地熱発電、蓄電池、燃料電池、水素、バイオマス燃料などの再生可能エネルギーシステムの事業化或いは参入機会を中長期的に追求していきます。



Evolution into a company that offers diversified forms of energy



INPEX Direction  
二大プロジェクト

# Major Driving Force

イクシス プロジェクト



## イクシスプロジェクト



## プロジェクト経緯

INPEXは、1998年3月のオーストラリア連邦政府の公開入札において、WA-285-P 鉱区（西オーストラリア州キンバリー地区の沖合約200キロメートル）の入札に参加し、同年8月に同鉱区の探鉱権を取得しました。2000年3月から約1年をかけて第一次掘削キャンペーンとして3坑の試掘を行い、いずれの坑井においてもガス・コンデンセートの胚胎を確認しました。その後、2001年5月から三次元地震探鉱データ取得・処理・解釈作業を実施し、引き続き2003年6月から第二次掘削キャンペーンとして試掘掘井3坑を掘削し、イクシスガス・コンデンセート田の発見に至りました。「イクシス」は古代ギリシャ語で魚という意味で、鉱区の近隣陸上で古代魚の化石が多く発見されていることに由来しています。

さらに2007年4月からは2坑を掘削し、ガス・コンデンセートの広がりを確認しました。これら8坑の井戸を掘削した結果、現時点で可採埋蔵量はガス12.8兆立方フィート、コンデンセート5.27億バレルと評価しています。

なお、イクシスガス・コンデンセート田の開発事業は、長期にわたりオーストラリア経済の発展に貢献するプロジェクトであるとして2006年8月にオーストラリア連邦産業観光資源大臣により主要促進プロジェクトとして認定されています。

## 開発の進捗状況

現在、開発作業として、慎重かつ十分な技術面・コスト面の検討を踏まえつつ、基本設計作業を進めています。また、政府許認可に関しては、生産ライセンスの取得に向け、2010年3月にPFDP（Preliminary Field Development Plan：暫定鉱区開発計画書）を連邦政府及び西豪州政府へ提出しました。また、環境許認可の取得に向け、2010年4月にEIS（Environmental Impact Statement：環境影響評価報告書）を連邦政府、および北部準州政府に提出し、7月にはEISのパブリックレビューを開始しています。LNGのマーケティング活動については、購入コミットメントを得るため、現在鋭意交渉を進めております。今後、必要な作業を進めた上で、2011年にパートナーである仏TOTAL社と共に最終投資決定を行う予定です。最終投資決定後、陸上と沖合の施設の詳細設計、機器調達、プラント等の建設を行い、2016年に生産開始予定です。



## プロジェクト開発の概要

## 生産量：

LNG年間約840万トン、コンデンセートはピーク時で日量約10万バレル、LPG生産量は年間約160万トンを予定しています。

## 海上生産施設：

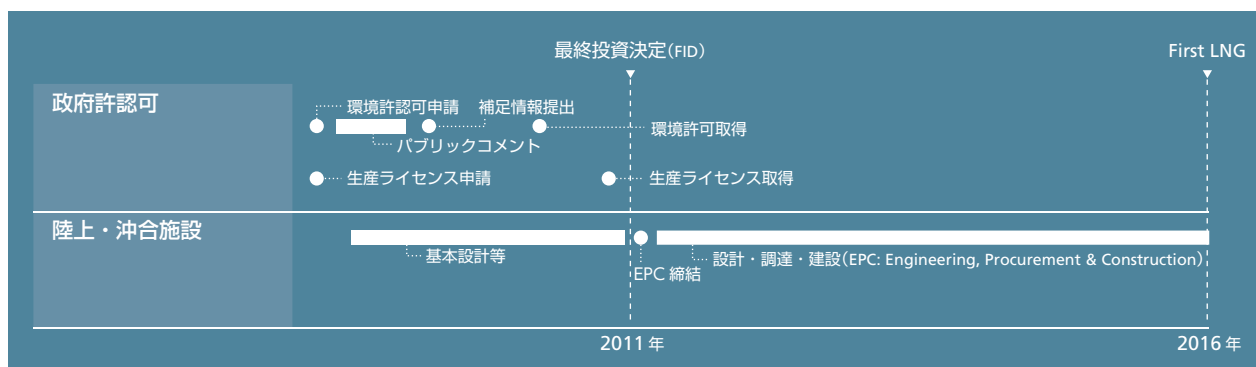
生産規模が大きいことから、ガス・コンデンセートの処理を行う浮遊式中央処理施設（CPF）は世界最大級規模、また、コンデンセートの貯蔵／出荷を行う浮遊式貯蔵出荷船（FPSO）の貯油能力も120万バレルと大規模となっています。

## 送ガスパイプライン：

陸上LNGプラント（ダーウィン）への送ガスパイプラインは、世界最長規模となりますが、ガスの流送等に問題がないことに加え、敷設工事も十分に実行可能なものであることを確認しています。

## 陸上生産施設：

パイプラインを通じて運ばれた天然ガスを、コンデンセート、LPGを抽出後、2系列のLNG液化施設でマイナス162℃までに冷却し、LNGにします。これらのLNG、LPG、コンデンセートは同陸上生産施設で貯蔵・出荷する予定です。なお、当プラントの建設地は、ダーウィン市内からは湾をはさんで離れている一方、空港からも比較的アクセスが良い等、多くの好条件に恵まれたロケーションであります。





INPEX Direction  
二大プロジェクト

# Major Driving Force

アバディプロジェクト





## アバディプロジェクト



## プロジェクト経緯

INPEXは、1997年10月にインドネシアの公開入札においてマセラ鉱区に応札し、1998年11月に本鉱区に関する生産分与契約を締結しました。

1999年2月には新規二次元地震探鉱データ収録作業を行い、2000年10月に試掘井アバディ1号井を掘削し、ガス・コンデンセートの産出を確認しました。

試掘井の成功を受け、2001年7月にアバディ発見構造に対する新規三次元地震探鉱データ収録作業を行い、2002年3月から約7カ月、構造の広がり調査するために評価井アバディ2号井及び3号井を掘削しました。いずれにおいてもガス・コンデンセート層の広がり確認でき、構造規模が当初予想より大きいことが確認されました。

その後、2003年から2007年にかけては、埋蔵量評価作業及び開発方式の選定作業を行いました。2007年5月からは、埋蔵量評価の確度を高めることを目的として、約14カ月間に亘り4坑の追加評価井を掘削しました。いずれの坑井においてもガス・コンデンセート層の広がり確認され、これらの結果に基づき埋蔵量は大幅に増加しています。

また、2007年9月から2008年11月にかけて、Floating LNG（洋上の浮体上で天然ガスを精製・液化・貯蔵・出荷する設備）についての概念設計作業（Pre-FEED）を実施しました。

これらの成果に基づき、2008年9月にインドネシア政府にアバディガス・コンデンセート田の開発計画を提出し、基本承認を得ています。なお、この基本承認された開発計画に対しインドネシア政府が第三者評価を実施しており、この進捗等を踏まえて、基本設計作業（FEED）等、本格的な開発準備作業に移行していくこととなります。

## 開発の進捗状況

今後、最終投資決定（FID）に必要なFloating LNG及び海底生産設備のFEEDを実施していく予定です。

政府許認可については、環境社会影響評価の手続きを開始しました。また、2009年11月にはインドネシア企業（PT EMP Energi Indonesia社）へ参加権益10%の譲渡を決定いたしました。

さらにLNGのマーケティングについても、FEEDなどと並行して実施していきます。



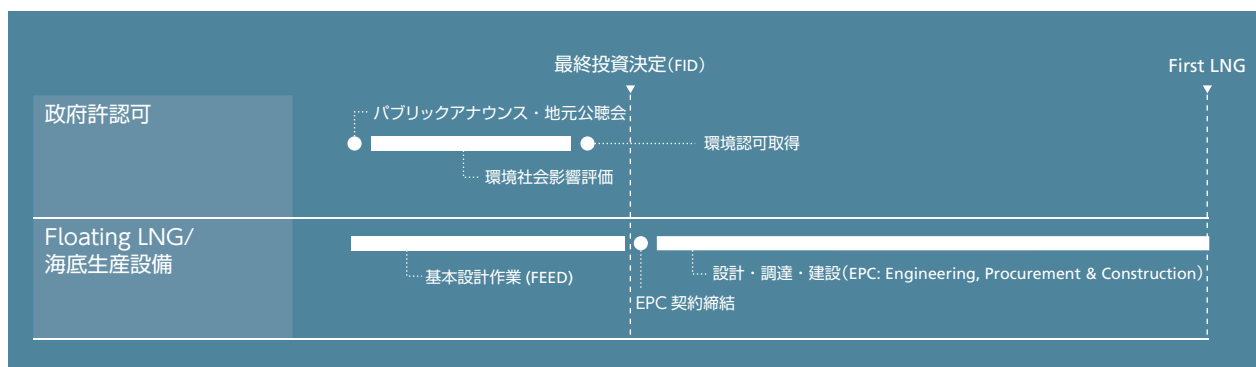
## プロジェクト開発の概要

## 地 理：

インドネシア領アラフラ海（ジャカルタから東へ約2,600km）に位置し、ガスを溜める貯留岩の深度は3,700～3,900m、ガス層の分布面積が1,000km<sup>2</sup>を超える非常に広大なガス・コンデンセート田です。鉱区に最も近い陸地のタニンバル諸島は、鉱区の北東約150kmに位置していますが、その間には水深約1,500m～2,300mのチモール海溝が横たわっています。

## 開発計画の概要：

インドネシア政府により基本承認された開発計画では、未だ世界で実現されていないFloating LNGと、海底生産設備の組み合わせによる開発方式を採用し、埋蔵量の多い北部における初期開発を予定しています。これらの施設は、比較的深い水深や、ガスと同時に生産されるコンデンセートの貯蔵・出荷にも対応可能です。同開発計画ではLNGは年間450万トン、コンデンセートは日量13,000バレルの生産をそれぞれ見込んでいます。





# Business Location

Page  
**28** ユーラシア

(欧州・N I S諸国)

- 55 サハリンI・プロジェクト(ロシア)
- 56 P799 ライセンス(英国)
- 57 北カスピ海沖合鉱区(カザフスタン)
- 58 ACG 油田(アゼルバイジャン)
- 59 BTC パイプライン・プロジェクト(アゼルバイジャン・グルジア・トルコ)

Page  
**38** 日本

★1 | 南長岡ガス田ほか

Page  
**31** 中東・アフリカ

- 36 アザデガン油田(イラン)
- 37 ソルーシュ油田・ノールーズ油田(イラン)
- 38 ADMA(アドマ)鉱区(アラブ首長国連邦)
- 39 アブアルブクーシュ鉱区(アラブ首長国連邦)
- 40 オハネット鉱区(アルジェリア)
- 41 エル・オアール I / II 鉱区(アルジェリア)
- ★42 81-2 鉱区(リビア)
- ★43 82-3 鉱区(リビア)
- 44 42-2&4 鉱区(リビア)
- ★45 113-3&4 鉱区(リビア)
- ★46 ウエスト・バクル鉱区(エジプト)
- 47 サウス・オクトーバー鉱区(エジプト)
- 48 コンゴ民主共和国沖合鉱区(コンゴ)
- 49 ンカンジ鉱区(コンゴ)
- 50 3/05 鉱区(アンゴラ)
- 51 3/85 鉱区(アンゴラ)
- 52 3/91 鉱区(アンゴラ)
- 53 3/05A 鉱区(アンゴラ)
- 54 カビンダ北鉱区(アンゴラ)

# 27カ国 77プロジェクト

Page

## 22 アジア・オセアニア

- 2 マルタバン沖合(ミャンマー)
- 3 05-1b/05-1c 鉱区(ベトナム)
- 4 SK-8 鉱区(マレーシア)
- 5 SK-10 鉱区(マレーシア)
- 6 マハカム沖鉱区(インドネシア)
- 7 アタカユニット(インドネシア)
- 8 南ナトゥナ海 B 鉱区(インドネシア)
- 9 北西ジャワ沖鉱区(インドネシア)
- 10 テンガ鉱区(インドネシア)
- 11 南東スマトラ沖鉱区(インドネシア)
- 12 ベラウ鉱区 - タングー LNGプロジェクト(インドネシア)
- ★13 マセラ鉱区(アパティ)(インドネシア)
- 14 イーストカリマンタン鉱区(インドネシア)
- 15 南東マハカム鉱区(インドネシア)
- 16 スマイ II 鉱区(インドネシア)
- 17 JPDA03-12 鉱区 - バコ・ウندانプロジェクト(JPDA)
- 18 JPDA06-105 鉱区(JPDA)
- 19 PDL3&PDL4 ユニタイゼーション(バブアニューギニア)
- 20 PPL190 鉱区(バブアニューギニア)
- 21 WA-35-L 鉱区ヴァンゴッホ油田含む(豪州)
- 22 WA-35-L 鉱区(豪州)
- 23 WA-155-P (Part I) / WA-43-L 鉱区(豪州)
- 24 WA-155-P (Part II) 鉱区(豪州)
- 25 WA-255-P ブロック 1081 鉱区(豪州)
- 26 WA-12-L 鉱区(豪州)
- 27 WA-357-P 鉱区(豪州)
- ★28 WA-285-P / WA-37-R(イクシス)鉱区(豪州)
- 29 WA-274-P 鉱区(豪州)
- 30 WA-281-P 鉱区(豪州)
- 31 WA-410-P 鉱区(豪州)
- 32 WA-411-P 鉱区(豪州)
- ★33 WA-341-P 鉱区(豪州)
- ★34 WA-343-P 鉱区(豪州)
- ★35 WA-344-P 鉱区(豪州)

Page

## 35 米州

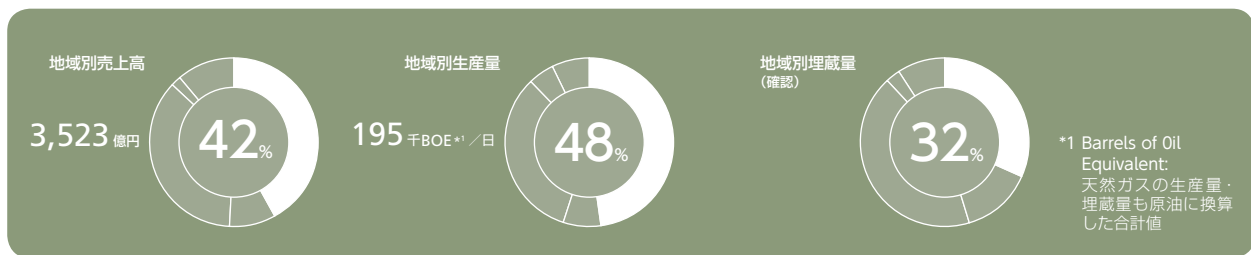
- 60 ジョスリンオイルサンド・プロジェクト(カナダ)
- 61 アサバスカ鉱区(カナダ)
- 62 シップショール 72 鉱区(米国)
- 63 メインパス 118 鉱区(米国)
- 64 ウエストキャメロン 401/402 鉱区(米国)
- 65 ルイジアナ SL19372 鉱区(米国)
- 66 クエルビト鉱区(メキシコ)
- 67 フロンテリソ鉱区(メキシコ)
- 68 グアリコオリエンタル鉱区(ベネズエラ)
- ★69 ゴパマコヤ鉱区(ベネズエラ)
- ★70 モルイ II 鉱区(ベネズエラ)
- 71 カラホボ鉱区プロジェクト 3(ベネズエラ)
- ★72 ブロック 31(スリナム)
- 73 ブロック 18(エクアドル)
- 74 117 鉱区(ペルー)
- 75 フラージ鉱区(ブラジル)
- 76 BM-C-31 鉱区(ブラジル)
- 77 BM-ES-23 鉱区(ブラジル)

INPEX Operation  
 プロジェクトの状況

# Asia & Oceania

## アジア・オセアニア

アジア・オセアニアにおける当社グループ2010年3月期の業績は、原油・天然ガス販売量は増加したものの、油価およびガス価の下落ならびに為替が円高に推移したことにより、売上高は3,523億円（前期比19.1%減）、営業利益は1,910億円（前期比33.1%減）となりました。



アジア・オセアニアでは、インドネシアのマハカム沖鉱区、アバディプロジェクト、オーストラリアでは、イクシスプロジェクトなど、計7カ国34プロジェクトを推進しています。

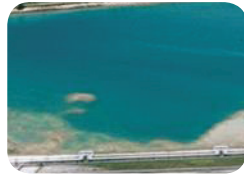
### 主なプロジェクト

契約地域 (鉱区)	事業会社 (設立)	権益比率
1 マハカム沖 アタカユニット	国際石油開発帝石株式会社 (1966年2月21日)	同社 50% *TOTAL 50% 同社 50% *Chevron 50%
2 南ナトゥナ海B	ナトゥナ石油株式会社 (1978年9月1日)	同社 35% *ConocoPhillips 40% Chevron 25%
3 マセラ	インベックスマセラアラブラ海石油株式会社 (1998年12月2日)	* 同社 90% ※ 2009年11月にPT EMP Energi Indonesiaと10%の 権益譲渡契約を締結済。同譲渡は先行条件の充足により発効予定。
4 ベラウ タンゲーユニット	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% 同社 16.3% *BP 37.16% CNOOC 13.9% 日石ベラウ 12.23% KG ベラウ・KG ウィリアムガール 10.0% LNG Japan 7.35% Talisman 3.06%
WA-37-R、WA-285-P WA-274-P WA-281-P	インベックス西豪州ブラウズ石油株式会社 (1998年9月1日)	* 同社 76% TOTAL 24% 同社 20% Chevron 50% *Santos 30% 同社 20.0000% *Santos 47.8306% Chevron 24.8300% Beach 7.3394%
5 WA-341-P WA-343-P WA-344-P WA-410-P WA-411-P		* 同社 60% TOTAL 40% * 同社 60% TOTAL 40% * 同社 60% TOTAL 40% 同社 20% *Santos 30% Chevron 50% 同社 26.6064% *Santos 63.6299% Beach 9.7637%
WA-12-L (深層部) WA-155-P (Part I) WA-43-L (ラベンスワース油田) WA-35-L (ヴァンゴッホ限定エリア)	アルファ石油株式会社 (1989年2月17日)	同社 18.67% *ExxonMobil 81.33% 同社 28.5% *BHPBP 39.999% Apache 31.501% 同社 28.5% *BHPBP 39.999% Apache 31.501% 同社 47.499% *Apache 52.501%
6 WA-155-P (Part II) WA-357-P WA-35-L (ヴァンゴッホ限定エリアを除く) WA-255-P 1081 ブロック		同社 18.67% *Apache 81.33% 同社 35% *Apache 65% 同社 47.499% *Apache 52.501%
7 JPDA06-105	インベックスチモールシー株式会社 (1991年11月25日)	同社 23.7495% *Apache 26.2505% Woodside 50.0000% 同社 35% *Eni 40% Talisman 25%
JPDA03-12	サウル石油株式会社 (1993年3月30日)	同社 19.0712244% *ConocoPhillips 61.6624238% Santos 19.2663518%
8 バユ・ウندانユニット		同社 11.274908% *ConocoPhillips 57.150852% Eni 10.985973% Santos 11.390267% Tokyo Timor Sea Resources (東京電力/東京 ガス) 9.198000%

\*オペレーター



ポントンLNGプラント



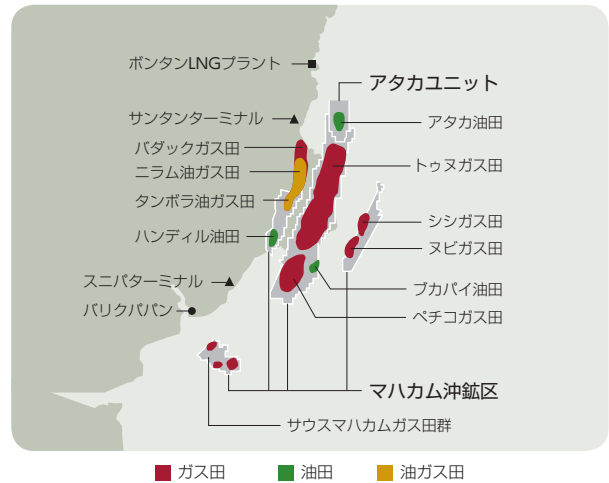
マセラ鉱区(アバディ)

### 1. マハカム沖鉱区及びアタカユニット

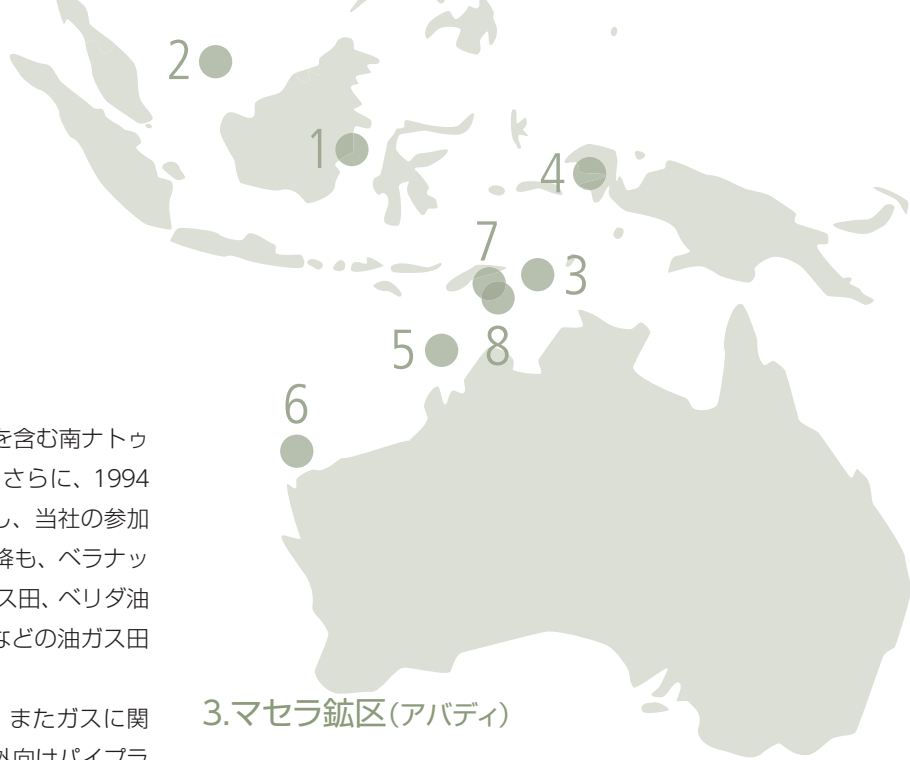
当社は、1966年10月にインドネシア政府と生産分与契約（PS契約）を締結し、マハカム沖鉱区の100%権益を取得しました。アタカユニットは、1970年4月に当社及びUnocal社（現Chevron社）が50%ずつの参加権益比率で双方の隣接鉱区の一部を統合して設定したもので、その後アタカ油田を発見、1972年から原油及び天然ガスの生産を続けています。マハカム沖鉱区では、1970年7月に当社保有権益のうち50%をCFP社（現TOTAL社）に譲渡し、その後ブカパイ油田、ハンディル油田、タンボラ油ガス田、トゥヌガス田、ペチコガス田、シシ・ヌビガス田などを逐次発見、それぞれの油ガス田で原油、天然ガスの生産を続けています。

生産された原油とコンデンセートは、積み出し基地（サンタンターミナル及びスニパターミナル）から日本の石油精製会社、電力会社などへタンカーで出荷されています。天然ガスは主として世界最大級のポントンLNGプラントへ供給され、日本をはじめとする需要家向けに出荷されています。

これら2鉱区に関する生産分与契約は、2017年末までの20年間の延長を得ており、引き続き当社グループ事業の中心的役割を果たす主力鉱区となっています。また、マハカム沖鉱区につきましては、2018年以降のさらなる契約期間の延長を目指してインドネシア当局と協議を進めています。





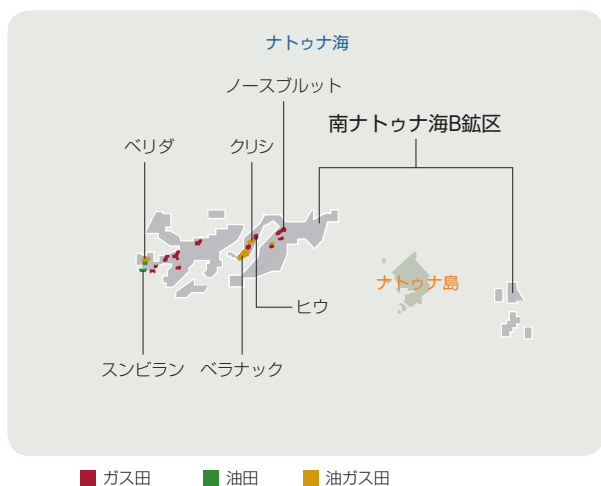


## 2.南ナトゥナ海B鉱区

当社は、1977年7月に既発見のウダン油田を含む南ナトゥナ海B鉱区の権益を17.5%取得しました。さらに、1994年1月に同鉱区の17.5%の権益を追加取得し、当社の参加権益比率は35%となりました。当社参画以降も、ベラナック油ガス田、ヒウガス田、ノースブルットガス田、ベリダ油ガス田、スンピラン油田、クリシ油ガス田などの油ガス田を続けて発見しています。

1979年以降原油の生産を続けています。またガスに関しては、1999年1月にインドネシア初の海外向けパイプラインによるシンガポール向けガス販売契約を締結し、2001年より同鉱区ならびに隣接するナトゥナ海A鉱区及びカカップ鉱区の3鉱区から供給しています。さらに2002年には、新たにマレーシア向けのガス販売を開始しており、これを受け同鉱区の生産分与契約は2028年まで延長されています。

世界でも有数の規模を誇るFPSO（Floating Production, Storage and Offloading system: 浮体式海洋石油・ガス生産貯蔵出荷施設）により生産操作を行うベラナック油ガス田では、2004年12月より生産中の原油及びコンデンセートに加え、2007年4月にLPGの生産を開始しています。また、2006年、2007年にそれぞれ生産を開始したヒウガス田、クリシ油ガス田に続き、2009年11月にノースブルットガス田の生産を開始しています。



## 3.マセラ鉱区(アバディ)

当社は、1998年11月に公開入札によりマセラ鉱区の100%権益を取得しました。当社は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・コンデンセート田を発見しています。これは、インドネシア領アラフラ海域における初の石油・天然ガスの発見となりました。その後、2002年に掘削した評価井2坑によりガス層の広がりを確認し、引き続き埋蔵量評価及び開発シナリオ選定のための評価・検討を実施しました。2007年5月より2008年7月までアバディガス・コンデンセート田の埋蔵量評価の精度向上のため4坑の追加評価井掘削作業を実施し、いずれにおいてもガス・コンデンセート層の広がりを確認しました。また、これと並行してFloating LNG（洋上の浮体上で天然ガスを精製・液化・貯蔵・出荷する設備）の概念設計作業（Pre-FEED）を実施しました。これらの結果を踏まえて、2008年9月にFloating LNGでの開発を想定したアバディガス・コンデンセート田の開発計画をインドネシア政府に提出し、基本承認を得ました。現在、アバディガス・コンデンセート田開発に向けて、基本設計作業（FEED）の準備や環境社会影響評価等の各種準備作業を実施しています。

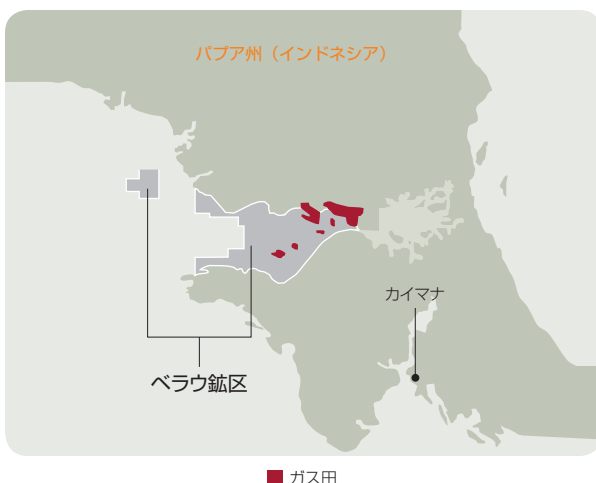


## 4. ベラウ鉱区

### —タングーLNGプロジェクト

当社と三菱商事株式会社が共同出資で設立したMI Berau B.V.社（当社44%、三菱商事56%）は、2001年10月にインドネシアにおける第三の大型LNGプロジェクト、タングーLNGプロジェクトの中心的鉱区であるベラウ鉱区の約22.9%権益を取得しました。MI Berau B.V.社は、ベラウ鉱区及び隣接するウィリアガール鉱区、ならびにムトゥリ鉱区との間で設定された、タングーLNGプロジェクトのユニット権益を16.3%（内、当社分約7.17%）保有しています。また、当社は2007年10月に三菱商事と共同出資で設立したMI ベラウジャパン株式会社（当社44%、三菱商事56%）を通じて、ケージーベラウ石油開発株式会社の約16.5%の株式を取得し、同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。

タングーLNGプロジェクトは、2005年3月にプロジェクトの開発計画及び生産分与契約の延長（～2035年）がインドネシア政府に承認され、その後、約4年に亘り生産井掘削、液化プラント建設などの開発作業を行い、2009年7月よりLNG供給を開始しています。今後、LNG販売契約を締結している中国、韓国、北米の各買主向けに合計年間760万トンのLNG供給を実施していきます。



## 5. WA-37-R鉱区(イクシス)ならびに 周辺鉱区

当社は、1998年8月に公開入札により西オーストラリア州沖合WA-285-P鉱区の権益を取得しました。当社はオペレーターとして同鉱区の探鉱作業を推進し、2000年に大規模なガス・コンデンセート田、イクシスの発見に成功しています。

イクシスガス・コンデンセート田では、現在までに8坑の試探掘井の掘削を完了し、大型ガス・コンデンセートプロジェクトの実現に十分な埋蔵量を確認しています。2008年9月にLNGプラント建設予定地をダーウィンに決定、2009年1月同プラントの基本設計に着手するとともに、同年4月にはダーウィン事務所を開設、沖合生産施設等の基本設計作業も開始しております。2009年9月には、イクシスガス・コンデンセート田をカバーするブロックにつきWA-37-R鉱区としてリテンションリースが付与されました。その後、2010年3月に暫定鉱区開発計画書（PFDP）を政府に提出し、生産ライセンスの取得手続きを開始しました。また、同年7月にはEISのパブリックレビューを開始する等、精力的にプロジェクトを推進しています。LNG及びコンデンセート・LPGは、2016年から生産を開始する計画であり、生産・販売量は、年間約840万トンのLNG及び約160万トンのLPGを予定していますが、将来のマーケット状況、天然ガスの埋蔵量などに照らしてLNG・LPGの生産・販売について決定する予定です。また、ピーク時およそ日産約10万バレルのコンデンセートの産出を見込んでいます。

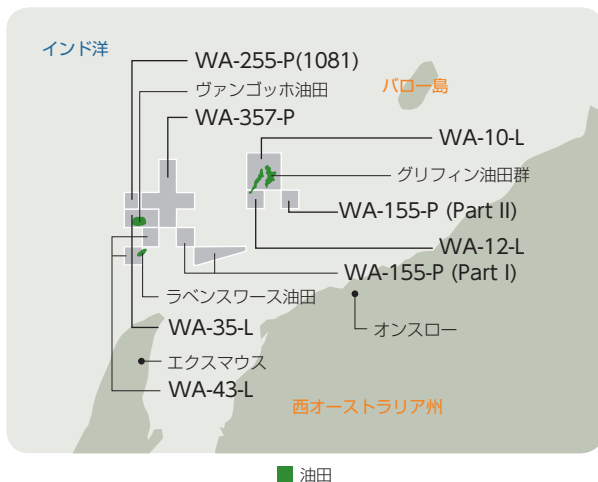
さらに当社は、WA-285-P鉱区周辺の7つの鉱区（WA-274-P、WA-281-P、WA-341-P、WA-343-P、WA-344-P、WA-410-P、WA-411-P）の権益を取得し、今後の探鉱作業により相当量の原油・天然ガスが発見された場合には、イクシスガス・コンデンセート田の開発との相乗効果など、当社事業のさらなる拡大が期待されます。



## 6. WA-35-L鉱区(ヴァンゴッホ油田)、 WA-43-L鉱区(ラベンスワース油田)ほか

当社は、1989年2月に西オーストラリア州沖合WA-210-P鉱区の20%権益を取得しました。その後の探鉱作業によりグリフィン油田群の発見に成功し、これらを含む4ブロックの生産権ライセンス(WA-10-L鉱区)がオーストラリア政府より付与され、1994年1月から原油、天然ガスの生産を開始しましたが、自然減退により2009年10月に生産を停止しました。

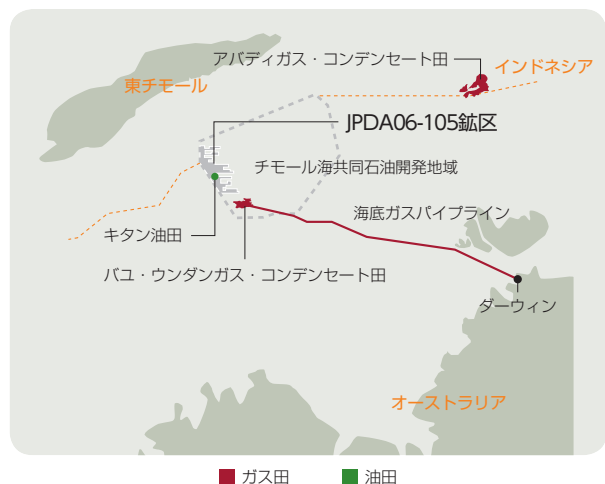
また当社は、1994年7月に西オーストラリア州沖合にて、WA-155-P (Part II) 鉱区及びWA-12-L鉱区(深層部)、1999年7月にはWA-155-P (Part I) 鉱区、さらに、2006年7月にはWA-357-P鉱区、2009年3月にはWA-255-P鉱区内の1ブロックの権益を取得しました。WA-155-P (Part I) 鉱区ではヴァンゴッホ油田及びラベンスワース油田が発見されており、ヴァンゴッホ油田は2007年4月に開発移行を決定し、2008年10月には同油田にかかる2ブロックの生産ライセンス(WA-35-L鉱区)がオーストラリア政府より付与され、2010年2月に原油生産を開始しています。また、ラベンスワース油田も2007年11月に開発移行を決定し、2009年11月に同油田にかかる生産ライセンス(WA-43-L)を取得し、現在2010年下半期の生産開始を目指して開発作業を実施しています。



## 7. JPDA 06-105鉱区(キタン油田)

当社は、1992年1月にオーストラリアと東チモールの共同管理下にあるチモール海共同石油開発地域(JPDA)に存在するJPDA06-105鉱区の権益を取得しました。その後の探鉱作業にて、1996年にジャハール構造で、また2001年にはクダタシ構造でそれぞれ原油を発見しています。

2008年3月に試掘井キタン1号井で原油を発見し、引き続き掘削した評価井キタン2号井で、油層の発達を確認しました。これを受け、2008年4月、生産分与契約の規定に基づき、チモール海共同石油開発地域の管理当局に対し、キタン油田が商業規模の油田である旨の商業発見宣言を行いました。その後、2010年4月に管理当局から最終開発計画の承認を取得し、現在、2011年下半期の生産開始に向けてキタン油田の開発を進めております。



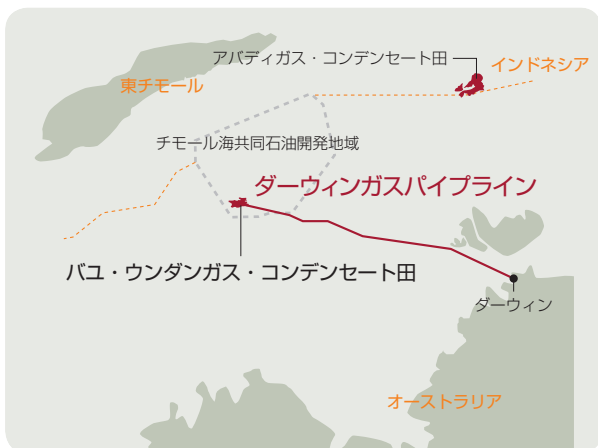


## 8. JPDA 03-12鉦区 —バユ・ウندانプロジェクト

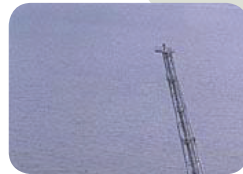
当社は、1993年4月にオーストラリアと東チモールの共同管理下にあるチモール海共同石油開発地域（JPDA）に存在するJPDA03-12鉦区の権益を取得しました。同鉦区における探鉱作業の結果、エラン、カカトゥア、カカトゥアノース、ウندانの各構造で原油・ガスの発見に成功しました。

エラン/カカトゥア/カカトゥアノース油田では、1998年に生産を開始しましたが、自然減退により2007年に生産を停止しました。

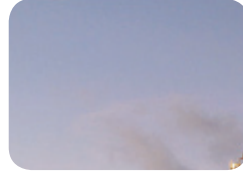
また、ウندان構造は、隣接するJPDA03-13鉦区のバユ構造と一体であることが判明したことから、両鉦区の権益保有者が1999年にユニタイゼーションに最終合意し、バユ・ウندانガスコンデンセート田として共同開発に着手しました。その後、2004年よりコンデンセート及びLPGの生産を開始しています。天然ガスについては、2005年8月に東京電力/東京ガスと年間300万トンのLNG販売契約を締結し、約500kmの海底パイプラインにより、豪州北部準州ダーウィン市近郊に建設したLNGプラントまで輸送し、2006年2月よりLNGを出荷しております。



■ ガス田



マハカム沖鉦区



JPDA 03-12鉦区

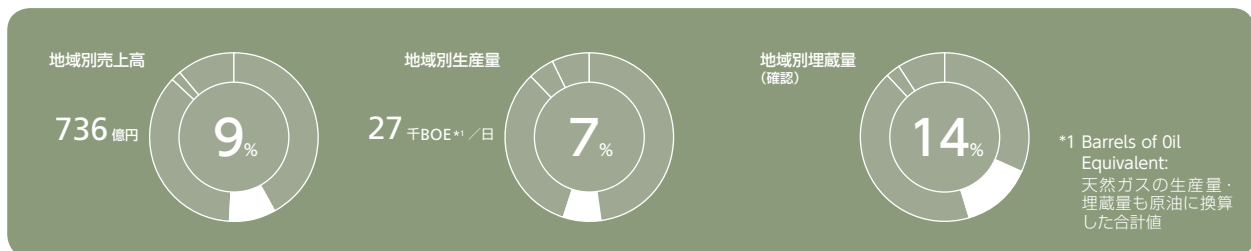


INPEX Operation  
プロジェクトの状況

# Eurasia

## ユーラシア

ユーラシアにおける当社グループ2010年3月期の業績は、ACG油田における原油販売量は増加したものの、油価下落および為替が円高に推移したことにより売上高は735億円（前期比0.2%減）、営業利益はACG油田のコスト回収額の減少等により397億円（前期比15.4%増）となりました。

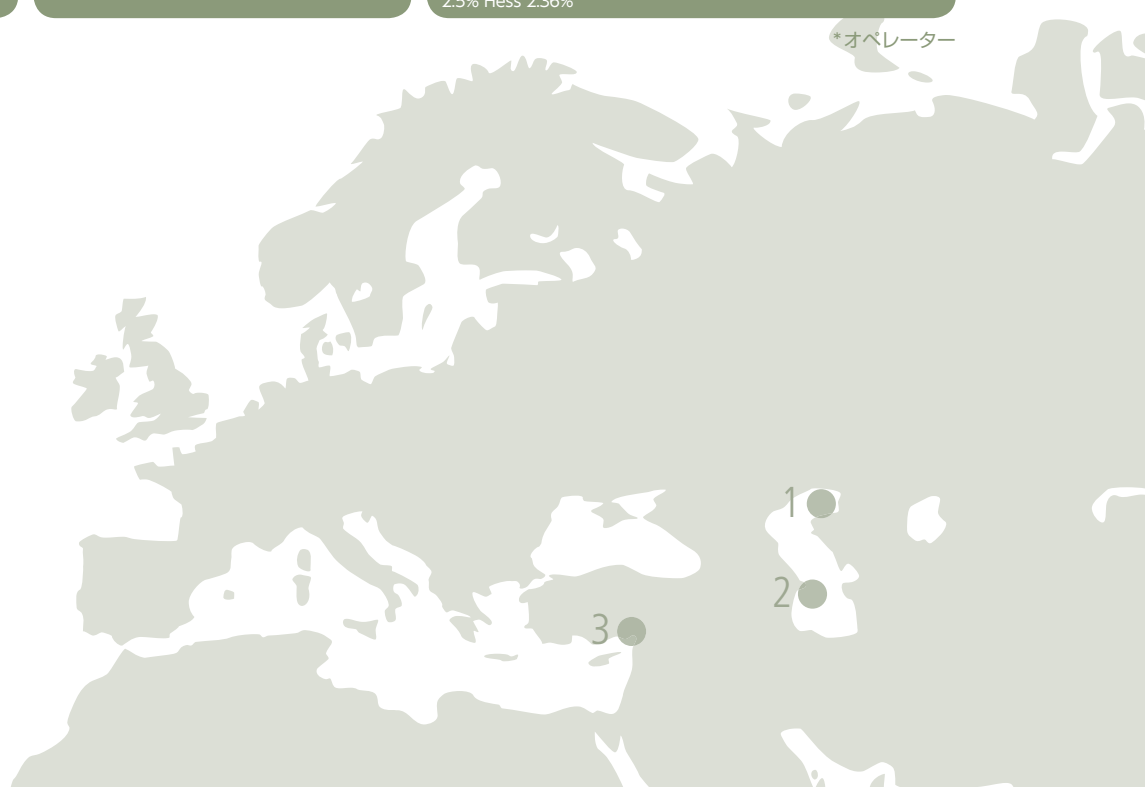


ユーラシア（欧州・NIS諸国）では、カザフスタンの北カスピ海沖合鉱区、アゼルバイジャンのACG鉱区など、計4カ国5プロジェクトを推進しています。

### 主なプロジェクト

契約地域（鉱区）	事業会社（設立）	権益比率
1 北カスピ海沖合鉱区	インベックス北カスピ海石油株式会社（1998年8月6日）	同社 7.56% Eni 16.81% ExxonMobil 16.81% KMG 16.81% Shell 16.81% TOTAL 16.81% ConocoPhillips 8.40%
2 ACG （アゼル・チラグ・グナンリ）	インベックス南西カスピ海石油株式会社（1999年1月29日）	同社 10.96% *BP 37.43% Chevron 11.27% SOCAR 10.00% Statoil 8.56% ExxonMobil 8.00% TPAO 6.75% 伊藤忠商事 4.30% Hess 2.72%
3 BTCパイプライン	INPEX BTC Pipeline, Ltd. （2002年10月16日）	同社 2.5% *BP 30.1% SOCAR 25% Chevron 8.9% Statoil 8.71% TPAO 6.53% Eni 5% TOTAL 5% 伊藤忠商事 3.4% ConocoPhillips 2.5% Hess 2.36%

\*オペレーター





北カスピ海沖合鉱区  
(カシャガン油田)



ACG油田



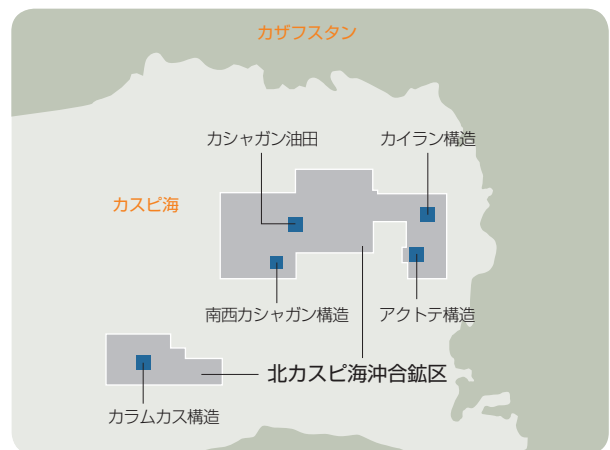
BTCパイプライン

## 1. 北カスピ海沖合鉱区(カシャガン油田ほか)

当社は、1998年9月にカザフスタン北カスピ海沖合鉱区の権益を取得し、現在の当社の参加権益比率は約7.56%となっています。

同鉱区では、1999年9月より掘削された試掘第1号井にてカシャガン油田を発見しております。カシャガン油田は、カザフスタン領カスピ海における最初の発見であり、世界的な油田発見の歴史からみても有数の巨大油田です。同油田では、段階的な油田開発が予定されており、現在第一段階開発（Experimental Program）が進められています。また、計画では全体開発完了時に日量150万バレルを目標としています。

また、カシャガン油田のほかに、カラムカス、南西カシャガン、アクトテ、カイランの4構造にて炭化水素の存在が確認されており、カシャガン油田開発と並行してこれら既発見構造の評価作業を進め、同鉱区からの更なる生産拡大を検討しています。



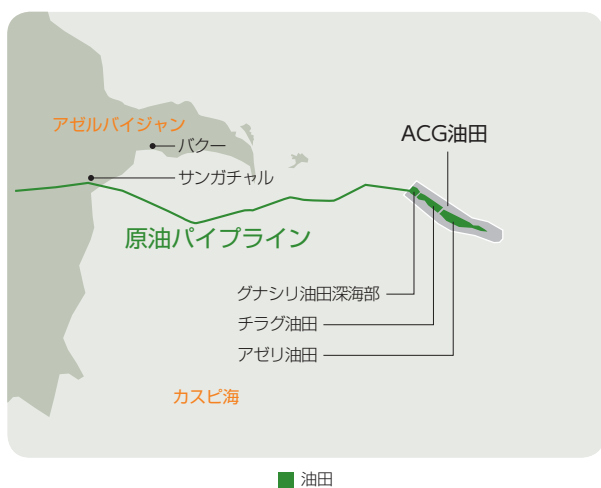
## 2. ACG油田

当社は、2003年4月にアゼルバイジャン南カスピ海沖合のACG (Azeri・chirag・Gunashli: アゼリ・チラグ・グナシリ) 油田の10% 権益を取得しました。

ACG 油田では、既に生産中であったチラグ油田に加え、2005年2月にアゼリ油田中央部、2005年12月にアゼリ油田西部、2006年10月にアゼリ油田東部、そして2008年4月にグナシリ油田深海部より原油生産を開始しています。2010年3月には、チラグ油田およびグナシリ油田深海部の浅層を含む追加開発であるチラグオイルプロジェクトの開発移行を決定しております。現在、鉱区全体生産量が日量100万バレル規模に達するべく、作業を継続中です。

なお、2010年8月には参加権益の一部(0.9644%)を追加取得し、当社の参加権益比率は10%から10.9644%へ増加しております。

生産された原油は、主として2006年6月に本格稼働を開始した主力の輸送ルートであるBTCパイプラインによりバクーからグルジアを経由してトルコのジェイハンまで輸送され、地中海より出荷されています。



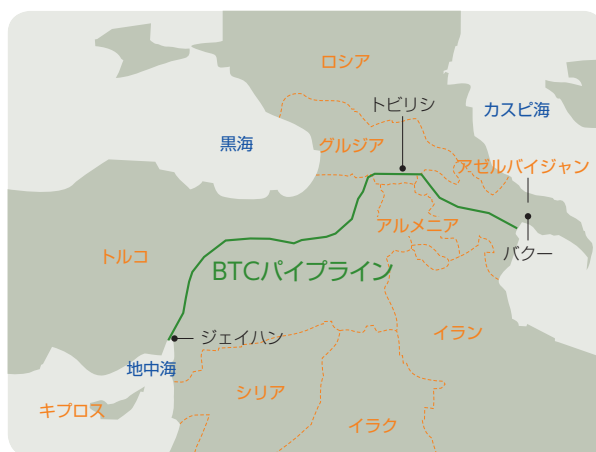
## 3. BTCパイプライン

当社は、2002年10月にBTCパイプラインプロジェクトの2.5% 権益を取得しました。

BTCパイプラインは、カスピ海沿岸のアゼルバイジャンのバクー (Baku) を起点とし、グルジアのトビリシ (Tbilisi) を経由し、地中海に面するトルコのジェイハン (Ceyhan) に至る総延長約1,770km、輸送能力日量100万バレルの原油輸送パイプラインで、2006年6月より本格稼働しています。BTCパイプラインは、主にアゼルバイジャンのACG油田で生産される原油を輸送するために建設されましたが、将来的にカザフスタンのカシャガン油田で生産される原油なども併せ輸送することも視野に入れ、輸送能力を日量120万バレルに増強しています。

ジェイハン出荷基地には、貯油量約100万バレルのタンクが7基設置され、全長2kmの栈橋では30万トン級のタンカーが同時に2隻着岸可能となっています。

当社は、世界でも有数の巨大油田群であるアゼルバイジャンのACG油田及びカザフスタンのカシャガン油田の開発に参画していますが、BTCパイプラインの完成により、船舶の混雑が顕著なトルコのボスポラス海峡を経由せずに、直接地中海から大型船舶による原油の出荷が可能となったことから、今後増加が予想されているACG油田及びカシャガン油田の生産原油の輸送においてBTCパイプラインが大きく貢献していくことが期待されています。



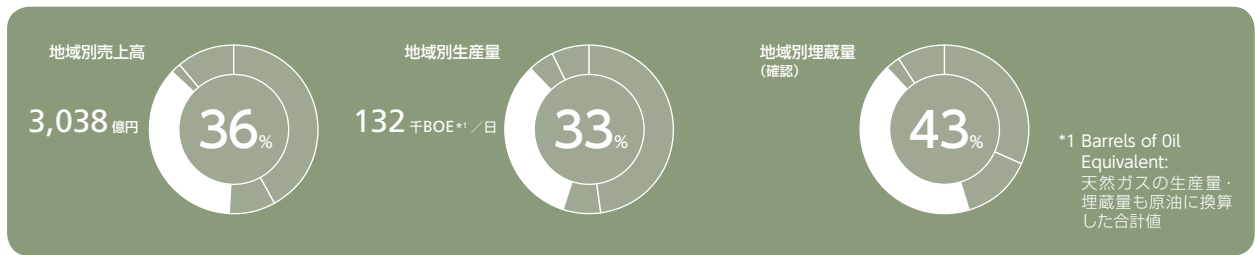


INPEX Operation  
プロジェクトの状況

# Middle East & Africa

## 中東・アフリカ

中東・アフリカにおける当社グループ2010年3月期の業績は、油価下落、ADMA 鉱区における原油販売量の減少、および為替が円高に推移したことに伴い、売上高は3,038億円（前期比34.4%減）、営業利益は2,055億円（前期比35.5%減）となりました。



中東・アフリカでは、アラブ首長国連邦の「ADMA 鉱区」など、計7カ国19プロジェクトを推進しています。

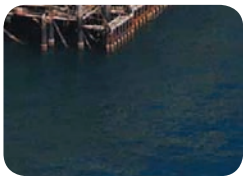
### 主なプロジェクト

契約地域 (鉱区)	事業会社 (設立)	権益比率
ウムシャイブ油田 下部ザクム油田	ジャパン石油開発株式会社 (1973年2月22日)	同社 12% ADNOC 60% BP 14.67% TOTAL 13.33%
1 上部ザクム油田		同社 12% ADNOC 60% ExxonMobil 28%
ウムアダルク油田		同社 12% ADNOC 88%
サター油田		同社 40% ADNOC 60%
2 コンゴ民主共和国沖合	帝石コンゴ石油株式会社 (1970年8月1日)	同社 32.28% *Perenco 50% Chevron 17.72%
3 ウエスト・バクル	エジプト石油開発株式会社 (1970年7月17日)	*同社 100%
4 エル・オアールI / II	帝石エル・オアール石油株式会社 (2001年12月21日)	同社 10.29% Sonatrach 67.33% *Eni 22.38%





ADMA(アドマ)鉱区



コンゴ民主共和国  
沖合鉱区



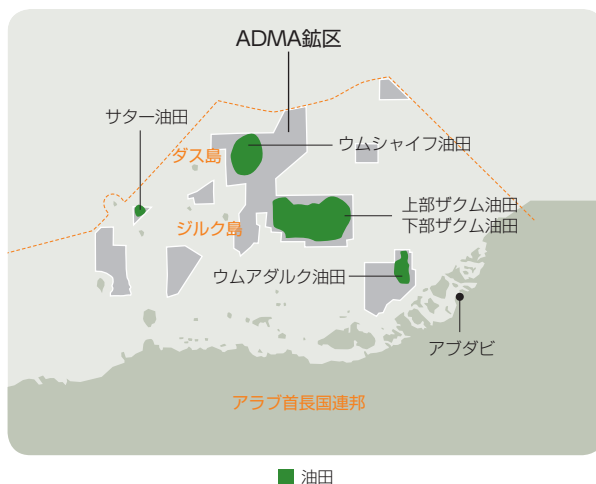
ウエスト・バクル鉱区

## 1. ADMA(アドマ)鉱区

当社は、2004年5月に石油公団が保有するジャパン石油開発株式会社（JODCO）の全株式を株式交換により取得し、完全子会社化しました。ジャパン石油開発は、1973年に設立され、アラブ首長国連邦アブダビ沖のADMA鉱区権益に参加し、現在5油田より原油を生産しています。同社が開発に深く関与し、あるいは開発を手掛けた同海域最大の油田である上部ザクム油田、ウムアダルク油田及びサター油田は、それぞれ1982年、1985年及び1987年の生産開始以来、順調に生産を継続しています。また、ウムシャイフ油田及び下部ザクム油田は、それぞれ権益参加以前の1962年、1967年より順調に生産を続けています。生産された原油はパイプラインによりダス島またはジルク島に送られ出荷されています。

なお、現在、生産量維持・拡大のため、有望未開発構造の開発計画策定、ウムシャイフ油田における新規ガス圧入施設設置・繋ぎ込み、下部ザクム油田における追加ガス処理施設の設置および上部ザクム油田の人工島を利用した再開発計画策定などの諸作業が行われています。

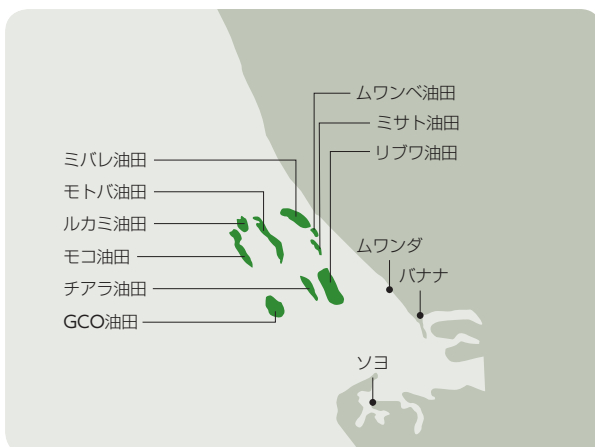
これら油田の操業は、現地に設立された操業会社ADMA-OPCO及びZADCO（アブダビ国営石油会社（ADNOC）とジャパン石油開発などとの合併会社）を通じて行われており、当社はジャパン石油開発を通じ、両操業会社へ技術者を中心に人員を継続的に派遣しています。



## 2. コンゴ民主共和国沖合鉱区

当社は、1970年7月にコンゴ民主共和国沖合の石油探鉱開発プロジェクトに参加、17.03%の権益を取得しました。その後1972年7月に同プロジェクトの権益を追加取得し、これにより現在の参加権益比率は32.28%になっています。

同鉱区では、1971年にGCO油田を発見し、1975年より原油生産を行っているほか、これまでに計11油田を発見しました。1995年5月には、同鉱区の契約期間が2023年まで延長され、現在、既存油田の安定生産操業を継続しています。



## 3. ウェスト・バクル鉱区

当社が三井物産株式会社などと共同で設立したエジプト石油開発株式会社は、1975年6月にエジプト東部砂漠ウェスト・バクル鉱区の100%権益を取得し、オペレーターとして探鉱作業を進めた結果、3構造にて油田を発見し、1980年より生産を行っています。

また、1989年より実施した追加探鉱作業においても新規油田の発見に成功し、1990年より生産を開始しています。

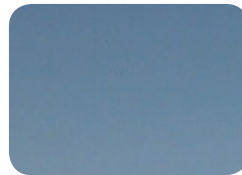
2005年7月には、同鉱区の契約期間が2020年まで延長され、現在、既存油田の安定生産操業を続けるとともに、追加探鉱による増産の可能性を検討しています。



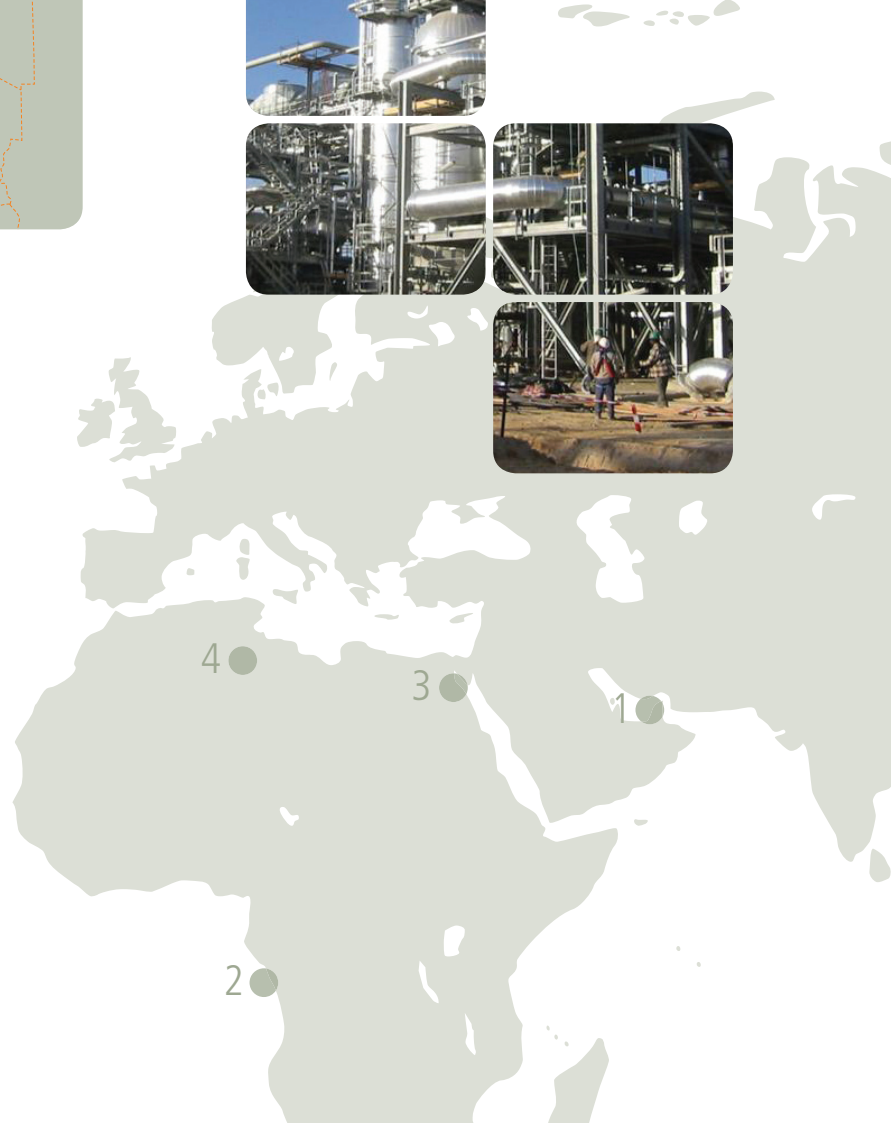


#### 4. エル・オアール I/II 鉱区

当社は、2001年11月にアルジェリア東部陸域エル・オアール I / II 鉱区の 10.29% 権益を取得しました。エル・オアール I 鉱区では、1997年に掘削した試掘井及びその後掘削した評価井にて、天然ガス・コンデンセート及び原油の胚胎が、またエル・オアール II 鉱区でも2001年に掘削した試掘井にて天然ガス及びコンデンセートの胚胎がそれぞれ確認されており、現在、周辺油ガス田との共同開発検討作業を行っています。



エル・オアール I / II 鉱区

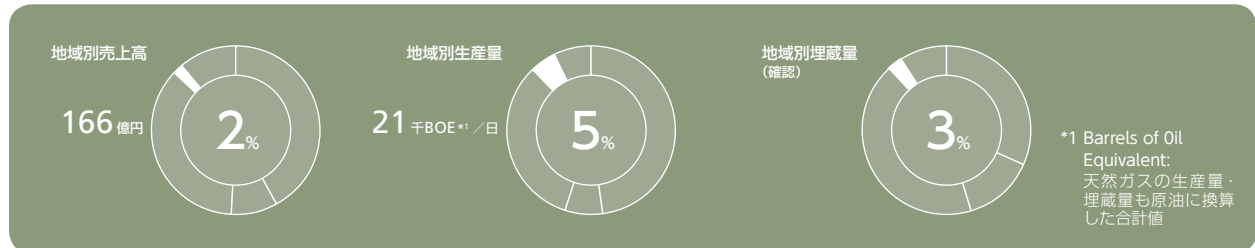


INPEX Operation  
プロジェクトの状況

# Americas

米州

米州における当社グループ2010年3月期の業績は、原油販売量の増加により、売上高は166億円（前期比65.6%増）、営業利益は10億円（前期は13億円の営業損失）となりました。



米州では、カナダのジョスリンオイルサンド・プロジェクト、ブラジルのフラージ油田開発プロジェクトなど、計8カ国18プロジェクトを推進しています。

## 主なプロジェクト

契約地域（鉱区）	事業会社（設立）	権益比率
OSL 7280060T24	インペックスカナダ石油株式会社 (2006年11月28日)	同社 10% *TOTAL 75% Occidental 15%
1 OSL 7405070799		
OSL 7404110452		
2 コパマコヤ グアリコオリエンタル	Teikoku Oil and Gas Venezuela, C.A. (2006年6月7日)	同社 70% PDVSA 30% 同社 30% PDVSA 70%
3 フラージ	Frade Japão Petróleo Limitada (FJPL) (1999年7月5日)	同社 18.2609% *Chevron 51.7391% Petrobras 30%
4 シップショール72 メインパス118 ウェストキャメロン401 ウェストキャメロン402 ルイジアナ SL19372	Teikoku Oil (North America) Co., Ltd. (2003年5月30日)	同社 25% *PetroQuest 50.5% その他 24.5% 同社 10% *XTO 50% その他 40% 同社 25% *PetroQuest 38% その他 37% 同社 25% *PetroQuest 25% その他 50% 同社 18.75% *PetroQuest 41.25% その他 40%
5 クエルビト鉱区 フロンテリソ鉱区	Teikoku Oil de Burgos, S.A.de C.V. (2003年9月9日)	同社 40% *Petrobras 45% Diavaz 15%

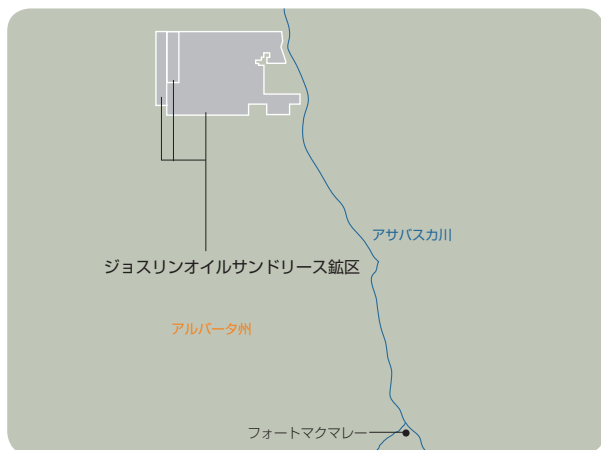


## 1. ジョスリンオイルサンドプロジェクト

当社は、2007年11月にカナダアルバータ州で実施されているジョスリンオイルサンド上流開発プロジェクトの10%の参加権益を取得しました。

開発の主体となる露天掘り開発では、第一段階として日産量10万バレルでの生産を計画しています。開発移行の意思決定は2010年代初頭を予定しており、現在、開発計画検討作業を実施しています。

オイルサンド上流開発プロジェクトの権益取得とともに、当社はTOTAL社がアルバータ州エドモントンで計画しているオイルサンド改質（合成原油製造）プロジェクトに参加する権利を取得しました。同プロジェクトでは、第一段階として日量13万バレルの合成原油をオイルサンドから製造できる設備の建設を計画しています。



## 2. コパマコヤ鉱区及び グアリコオリエンタル鉱区

当社は、1992年7月にベネズエラ中央部陸上のイースト・グアリコ鉱区の100%権益を取得し、オペレーターとして操業サービス協定に基づく油田・ガス田の再活性化事業、新規探鉱及び開発事業を行ってきました。

ベネズエラでは、2006年に従来の操業サービス協定をジョイントベンチャー契約に改定するよう政策が変更されました。これに基づき、ガス事業と原油事業それぞれのジョイントベンチャー会社をベネズエラ国営石油会社PDVSAと設立し、2006年4月1日よりイースト・グアリコ鉱区は新たにコパマコヤ鉱区（ガス事業）及びグアリコオリエンタル鉱区（原油事業）として事業を継続しています。ジョイントベンチャー契約への移行により、両鉱区とも契約期間が2026年まで延長されました。

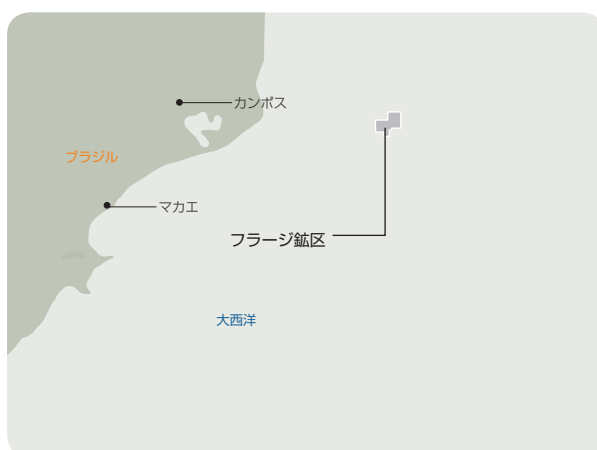




### 3. フラージ鉱区

当社と双日株式会社が共同出資で設立したブラジル現地法人Frade Japão Petróleo Limitada (FJPL) は、1999年7月にブラジル北カンポス沖合のフラージ鉱区の12.75% 権益を取得しました。その後2001年7月に同鉱区の権益を2.25%追加取得し、また2006年6月に契約上の取り決めにより権益比率が変更された結果、FJPLの参加権益比率は約18.3%になっています。

フラージ鉱区では、1986年にフラージ油田がすでに発見されており、当社参画後の2001年に掘削した評価井2坑にて埋蔵量の評価を実施し、その後の開発検討作業を経て2006年6月に同油田の開発に向けた最終投資決定が行われ、開発作業を進めた結果、2009年6月から生産を開始しました。これにより、本邦企業によるブラジルの石油開発プロジェクトとして初の原油生産が実現しました。



### 4. 米領メキシコ湾浅海域プロジェクト

当社は、2006年4月より順次アメリカ合衆国メキシコ湾浅海域における油ガス田開発事業に参入し、同年7月よりシップショール72鉱区からの生産を開始しました。その後、メインパス118鉱区、ウェストキャメロン401/402鉱区、ルイジアナSL19372鉱区からも生産を開始しています。

### 5. クエルビト鉱区およびフロンテリソ鉱区

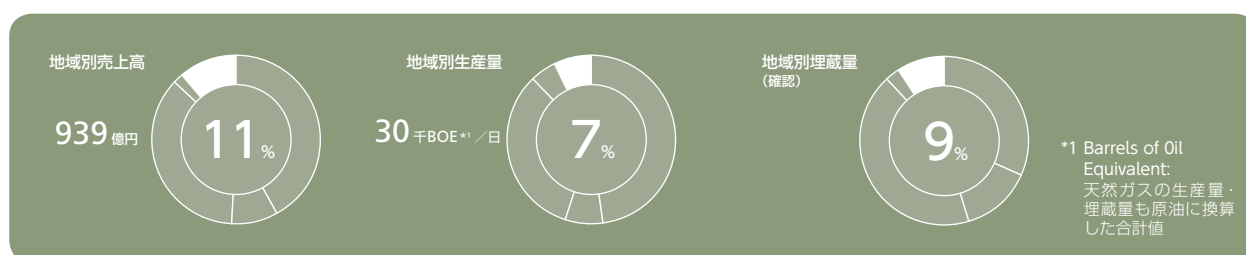
当社は、2004年から子会社のTeikoku Oil Burgos S.A. de C.V. (TOB社)を通じて、メキシコブルゴス地域のクエルビト鉱区及びフロンテリソ鉱区のガス田の開発・生産操業事業に参加しています。同事業は、PEMEX社とのサービス協定に基づくものであり、TOB社は40%権益を保有しています。



INPEX Operation  
プロジェクトの状況

# Japan

日本国内の当社グループ2010年3月期の業績は、原油および石油製品が減少したものの、天然ガスの増加により売上高は939億円（前期比0.6%増）、営業利益は製品仕入高が増加したことにより325億円（前期比3.9%減少）となりました。



日本国内では、新潟県に重点を置き探鉱・開発・生産活動を推進しています。2010年3月期は、国内最大規模の南長岡ガス田の生産能力増強のため生産井を掘削しました。

また、安定供給体制の盤石化を図るためのLNG気化ガスの導入を開始した他、「ガスサプライチェーン」の構築を目指した自社LNG受入基地の建設を進めています。

## 南長岡ガス田を中心とする 国内天然ガス事業

当社が1979年に発見し、1984年より生産を開始した南長岡ガス田は、生産開始から25年以上経過した現在も我が国の天然ガス総生産量の約4割を占める、日本最大級のガス田です。生産・処理された天然ガスは、関東甲信越に広がる総延長約1,400kmの幹線パイプラインネットワークを通じて沿線の都市ガス事業者及び工業用需要家へ販売しています。

当社のパイプライン沿線においては、競合エネルギー価格の高騰や天然ガスの高い環境優位性を背景として、近年、販売量が大きく拡大しています。新規地域への積極的なパイプライン展開による供給地域拡大により、今後も中長期的には年間25~30億m<sup>3</sup>規模の需要を想定しています。

こうした成長を支えるため、パイプラインネットワークの拡充に加え、生産設備の増強を積極的に進めているほか、2010年からは静岡ガス(株)よりLNG気化ガスを導入し、供給能力と安定性の飛躍的向上を実現しました。さらに、2014年の運用開始を目標として日本海側の新潟県上越市直江津にLNG受入基地を建設しています。この直江津LNG受入基地の建設により、将来的に当社グループの海外ガス資産と国内ガス市場とを結ぶガスサプライチェーンが構築され、国内天然ガス事業の持続的な成長を目指していきます。

また当社は水溶性ガス田からの天然ガス生産も行っています。水溶性天然ガスは、地下では「かん水」と呼ばれる水に溶解した状態で存在しています。当社はかん水を地上に汲み上げ、天然ガスを分離採取し、周辺地域に供給しています。かん水には高濃度のヨウ素も含まれており、当社は精製したヨードを全て輸出しています。



■ ガス田



国内パイプラインネットワーク

## INPEX Sustainability

## 企業としての社会的責任（CSR）

# Corporate Social Responsibility

当社は世界各地での石油・天然ガス開発事業を進める上で、地球環境や、従業員の労働安全及び健康に配慮し、活動することを重視しています。このため、独自のHSEマネジメントシステムに基づき、さまざまな取り組みを推進しています。

また、開発事業を円滑に進めるためには、開発地域のコミュニティからの理解と協力が不可欠です。当社は、相互理解を促す文化交流、社会・経済発展に貢献する多角的な支援、企業市民としての地域コミュニティへの参画、事業活動への理解を促進する情報発信など、地域社会に貢献するさまざまな活動も行っています。

## HSE マネジメントシステムの概要

エネルギー資源の安定供給を阻害する要因は多種多様ですが、事故・災害は供給停止の原因となるだけでなく、公・鉱害の原因となって事業継続を困難にする可能性があります。当社グループでは、環境保全と事故・災害の防止を不可分の関係とらえ、健康（Health）、安全（Safety）、環境（Environment）への取り組みを包括する当社独自の「HSE マネジメントシステム」のもと、労働安全

衛生と環境保全活動の継続的な改善および向上に努めています。

同システムは、環境安全方針、HSE マネジメントシステム規則、各種要領及び指針群からなる文書体系と、本社及び事業所ごとに設置しているHSE 委員会からなる組織、そして年度ごとに定めるHSE 重点目標とHSE プログラムの実行計画から構成されています。

## HSE マネジメントシステム推進体制とその取り組み

HSE マネジメントシステム推進部署として、本社には環境保安ユニットを、オペレーター\*プロジェクトを担う「オペレーション事業体」には必要に応じHSE 担当グループを設置しています。また、HSE 活動の組織横断的推進を目的に、グループ全体のHSE マネジメントシステム規則・要領、重点目標などを定める「コーポレートHSE 委員会」を設置しています。2009年度には同委員会を本社で10回開催し、HSE 関連要領の審議・承認、HSE 活動の計画検討、セキュリティ管理方法の検討、HSE 意識調査の実施計画・結果の検討などを行いました。HSE 活動を現場で実践する立場にある各オペレーション事業体もそれぞれHSE 委員会を設置し、HSE 文書の審議・承認、HSE 活動の計画

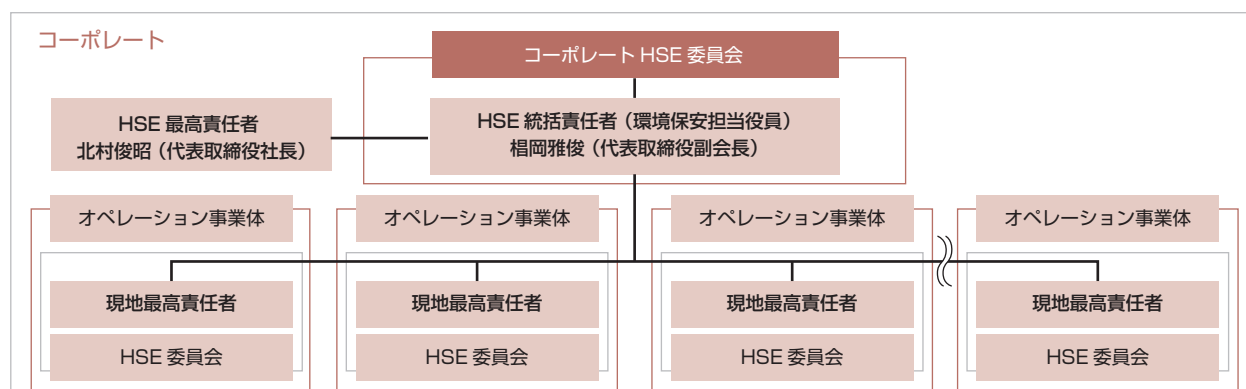
検討、HSE 意識高揚のための施策検討などを実施しています。

また、本社経営層と各オペレーション事業体の最高責任者が参加するHSE 会議、もしくはHSE 担当が参加するHSE 実務者会議の年1回開催を定めており、2010年2月の第三回HSE 会議では、参加した国内・海外のオペレーション事業体責任者からHSE マネジメントシステム整備状況及び実行上の課題について報告が行われました。報告内容を踏まえた経営層との意見交換のなかで、HSE を推進していく上での難しさが改めて認識される一方、人材確保など必要な措置は最優先で実施すべきことが確認されました。

\*オペレーター

鉱区の探鉱、開発、生産にかかわる全作業の管理、実施責任を負う企業

## HSE マネジメントシステム推進体制図

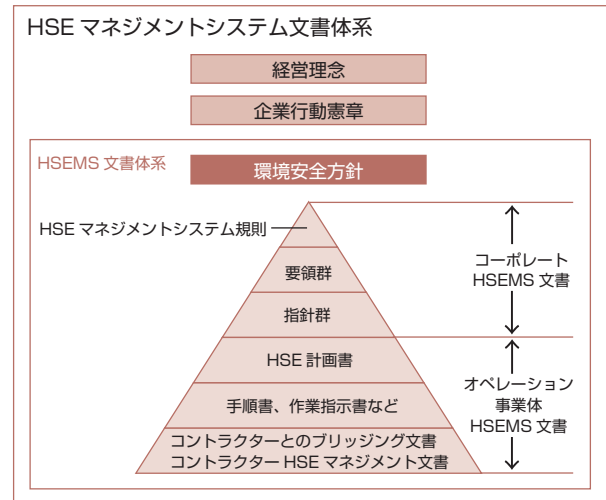




## HSE マネジメントシステムの管理体系

当社が経営理念や企業行動憲章に掲げる理念と原則は様々な側面に及んでいますが、環境保全と保安に関しては、環境安全方針を策定しています。さらにこれを体系的かつ確実に実現するための基盤として HSE マネジメントシステム文書体系を定め、この管理体系に従って、コーポレートレベルの HSE マネジメントシステム規則を策定しています。2009 年度からは、同規則を補完する要領群、指針群を継続的に策定しています。さらに各オペレーション事業体では、コーポレートレベルで定めた規則、要領、指針に基づいて事業体ごとの手順書・計画書類を作成し、各事業体における HSE マネジメントシステムの構築や強化を推進しています。

2009 年度は計画していたすべての要領を完成させました。現在はその要領群をサポートする指針群の策定を進めています。



## 地域社会への貢献

プロジェクトを実施する地域の持続的発展に寄与する多くのプロジェクトを実施しています。

### UAE における教育関連支援

アブダビ日本人学校（含幼稚園）は、2004 年末のアブダビ首長国モハンマド皇太子の要請に応え、日本国政府の援助を得て、毎年 2 名 UAE 国民の子弟を受け入れており、2010 年 5 月現在、合計で 9 名となっています。現地において、当社従業員は同校の運営理事会の役員として同校の運営に携わっています。また日本では、当社は他の日本企業と協力し、この UAE 国民子弟の日本人幼稚園での教育、小学校での日本語と算数の教育にあたる日本人教師の派遣を支援しています。これらの児童が将来日本と UAE の間の架け橋になる日を待ち望んでいます。



アブダビ日本人学校の様子

### 豪州における先住民支援

当社グループのインベックス西豪州ブラウズ石油では、西豪州キンパリーの Djarindjin-Lombadina 飛行場を保有する先住民企業の飛行場運営事業への支援を行っています。これまでに、滑走路再舗装および燃料タンク 3 基、簡易シェルター 2 棟、気象観測器の設置による同飛行場のアップグレードを行い、これにより地元の雇用拡大に大きく貢献しています。また、設置した気象観測器によって得られたデータは 30 分ごとに豪州気象庁へ送信されており、キンパリー地域の空路の安全確保に役立てられています。



事業支援時の署名式の様子

### ベネズエラにおける環境関連支援

当社が出資するベネズエラの事業会社 PT Moruy II 社は、Moruy II 鉱区近郊に位置するササリダ漁港の浚渫作業を計画していますが、その事業の一環として、2009 年 11 月から 2010 年 1 月にかけて、同漁港に隣接するチュアディ・クリークの清掃作業を実施しました。この清掃に関し地元から 50 人以上を雇用し、クリーク内のごみの回収、ごみ箱等の設置、ごみの廃棄を注意する看板の設置の他に、ごみの取扱や廃棄に関連したセミナーも開催しました。本体作業である漁港の浚渫作業は 2010 年 5 月から 12 月に実施され、港湾内に運河と堤防が建設される予定です。



ごみ廃棄セミナー時の写真

## 安全への取り組み

当社グループでは、安全な操業を徹底するために、本社および国内外の各オペレーション事業体において、さまざまな取り組みを行っています。

安全管理に関する各種 HSE 要領や設備の健全性、リスクアセスメント、セキュリティ、健康管理等に関する各種要領に基づいた実施手順書を、事業体の実状に合わせて作成し、従来からの保安活動と並行してこれら新しい手順書に沿った活動を進めています。

### 環境事故防止策について

2008 年度に続き 2009 年度も、エジプトのウエスト・バクル油田において、パイプラインの腐食を原因とする小規模の原油漏洩事故が多発しました。特に 11 月には、漏洩事故の発見が遅れ、22 バレルの原油が漏洩しました。

現地では、HSE マネジメントシステムに定められた要領に従って応急措置をとるとともに、腐食したパイプラインの引替を順次実施しました。漏洩した原油は全て回収してアスファルト化し、舗装道路への再利用を試みています。また、パイプラインの見回り強化を実施するとともに、当該腐食の発生メカニズムを検討し、パイプラインの材質変更や腐食防止剤の注入あるいはパイプ内のスラッジ（固形物）の除去等の再発防止策の検討を継続しています。

### コントラクター HSE 管理強化

当社グループでは、業務に従事するすべてのコントラクターに当社の環境安全方針を十分に理解してもらうとともに、当社グループとコントラクターが一体となって事故の発生防止と環境負荷の低減に努めています。国内・海外のオペレーション事業体では、コントラクターに対する HSE 管理方法を具体的に定めた「コントラクター HSE 管理要領」に基づき、操業国やプロジェクトの特殊性を反映させて独自に定めた仕組みの運用を進めています。またコントラクターの入札に際しては、技術力やコスト面のみでなく、HSE 管理能力も評価項目に加えて、HSE 管理に優れたコントラクターを選定しています。また、コントラクターが委託作業期間を通じて合意事項通りに HSE 管理を行っているかを当社自身が監視・測定し、必要に応じて改善を促しています。さらに、2009 年度は、「コントラクター HSE 管理要領」のより実践的なガイドラインとして「コントラクター HSE 要求仕様に関する指針」の策定にも着手しています。

### HSE 意識の高揚に向けた取り組み

HSE 意識をあげるために、経営層による国内操業現場の訪問や HSE 説明会の実施、当社の HSE 文化の現状把握を目的とした HSE 意識現況調査・分析を実施しております。また、安全衛生実績向上のために、当社の労働安全パフォーマンスデータの収集

分析を継続するとともに、当社が会員となっている OGP（International Association of Oil & Gas Producers：国際石油・天然ガス生産者協会）参加企業とのベンチマーキングを実施し、さらには、2010 年度から用いる数値目標の検討を行いました。発生した事故についてはその報告と原因調査の徹底に努め、再発防止策の検討と周知を行っています。

### ヒューマンエラー防止活動 ※ヒヤリハット活動

国内オペレーション事業体では、ヒヤリハット活動を始め、危険予知（KY）、指差呼称、声かけなどの徹底を図っております。また、作業に伴う危険要素を一目で理解できるようまとめた独自の「ヒヤリマップ」を作成し、作業前ミーティングでの危険認識共有や KY 活動に生かしています。

さらに、2009 年度にはこれまでに発生した事故・ニアミスがヒューマンエラーに起因するケースが多いことに着目し、外部から専門講師を招いてヒューマンファクター（人的要因）工学に基づいた検討を行うなど組織全体で不安全な状況や事故を回避できるよう、新たな取り組みを開始しています。

#### ※ ヒヤリハット活動

人的および物的被害を伴わないが、作業中にヒヤリとしたりハットとした事象を記録し、共有することで事故を予防する活動



直江津 LNG 受入基地建設工事に関する安全協議会の様子



補修パイプライン

INPEX Sustainability  
役員紹介

# Board of Directors



〔後列〕

⑭ ⑫ ⑩ ⑨ ⑪ ⑬ ⑮

〔中列〕

⑦ ⑤ ④ ⑥ ⑧

〔前列〕

② ① ③

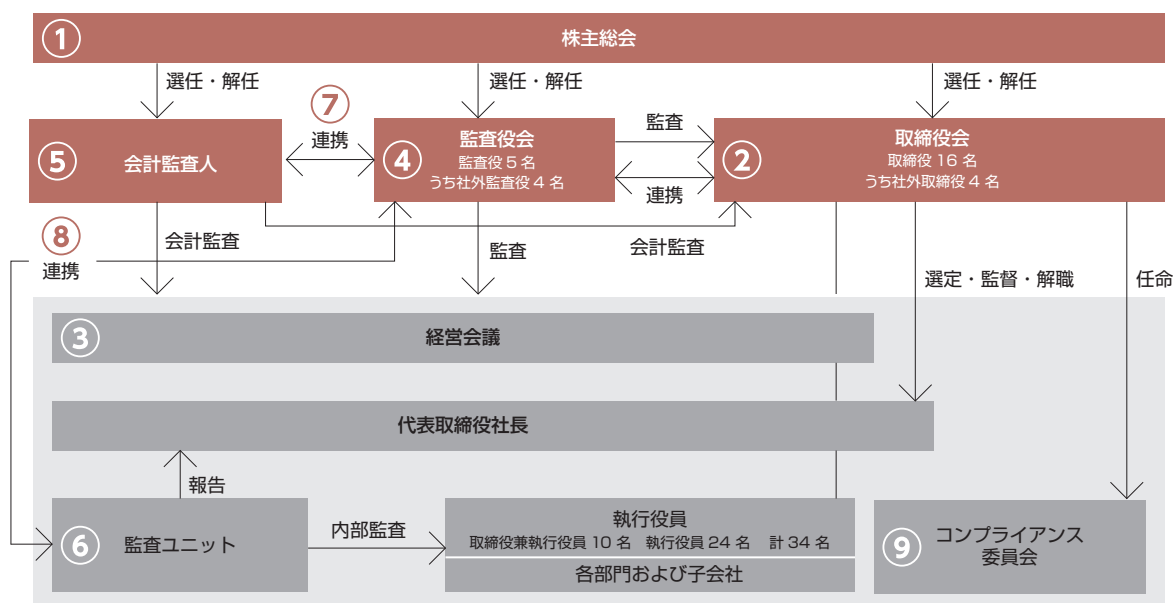
1	代表取締役会長	黒田 直樹	13	常勤監査役	林 滋
2	代表取締役副会長	梶岡 雅俊	14	常勤監査役	戸恒 東人
3	代表取締役社長	北村 俊昭	15	常勤監査役	角谷 講治
4	取締役副社長	喜田 勝治郎		取締役(非常勤)	若杉 和夫
5	取締役	由井 誠二		取締役(非常勤)	香川 幸之
6	取締役	佐野 正治		取締役(非常勤)	加藤 晴二
7	取締役	手塚 登		取締役(非常勤)	平井 茂雄
8	取締役	菅谷 俊一郎		監査役(非常勤)	佐藤 弘
9	取締役	村山 昌博		監査役(非常勤)	船井 勝
10	取締役	伊藤 成也			
11	取締役	田中 渡			
12	取締役	池田 隆彦			



# Corporate Governance

当社は、企業価値を高め、株主の皆様をはじめとするステークホルダーひいては社会全般から信頼される企業であり続けるため、経営の効率性と健全性の向上、コンプライアンスの徹底を重要な課題と認識し、コーポレート・ガバナンスの充実に取り組んでいます。

なお、記載内容は、時期等の記載がある場合を除き、2010年6月末時点の状況に基づいています。



## ① 株主総会

定時株主総会については、毎年6月に開催し多数の株主様にご出席頂くとともに幅広いご意見を頂戴しています。株主総会の招集通知および決議通知については、外国人株主の利便性を高めるべく、当社ホームページに英文版も掲載しています。また、2010年6月23日に開催した第4回定時株主総会では、インターネットによる議決権の行使ならびに議決権電子行使プラットフォームを導入しました。

## ② 取締役、取締役会および社外取締役

当社の取締役会は、毎月1回開催するほか、必要に応じて随時開催し、重要な業務執行について審議・決定し、また取締役の職務の執行を監督しています。

石油・天然ガス開発事業における重要な業務執行に関する審議・決定に際しては、業務に精通した社内出身の取締役に加え、当該見識を持つ適切な社外取締役を選任することにより、その意思決定において、合理的、効率的かつ客観的な視点での妥当性を確保しています。

従って、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であると考えています。取締役会は、実務を熟知した社内取締役12名と社外取締役4名により構成しています。社外取締役4名は、それぞれエネルギー業界において長年の経験と幅広い見識を有する経営者等であり、また当社事業の発展に寄与することを期して株主総会において選任されています。

一方、社外取締役4名が各々兼任する当社株主である会社は、いずれも当社グループの事業と同一分野の事業を行っている企業であることから、競業その他利益相反の可能性については、コーポレート・ガバナンス上の特段の留意が必要であると認識しています。このため、当社では、当社取締役が会社法上の競業禁止義務、利益相反取引への適切な対処や情報漏洩防止等に関して、常に高い意識を持って経営にあたり、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、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」を受理しています。これにより、取締役会の意思決定は合理的、効率的かつ客観的な視点で妥当性を持って行われています。





## INPEX Sustainability コーポレート・ガバナンス

また、会社情報・資産の取り扱いや公正取引、安全・安心な職場環境など、特に重要と考えられる問題についての注意事項をまとめた「コンプライアンス・マニュアル」を作成し、役員・従業員に配布して周知徹底を図っています。



コンプライアンス・マニュアル



コンプライアンスQ&A集

2009年12月には、派遣社員等を含む当社グループの全役員・従業員を対象とした「コンプライアンス・意識調査」を実施した上、2010年3月以降、同調査結果を踏まえ、当社グループの全役員・従業員を対象としたコンプライアンス研修を実施し、コンプライアンス意識の向上を図っています。



コンプライアンス研修

### ■ 内部統制システムに関する基本的な考え方

#### a) 取締役および使用人の職務の執行が法令および定款に適合することを確保するための体制

当社は、取締役および使用人の職務の執行が法令および定款に適合することを確保するため、企業行動憲章を策定し、この遵守と徹底を図るための体制を構築しています。

コンプライアンス担当役員に代表取締役を選任するとともに、同担当役員を委員長とするコンプライアンス委員会を設置し、取締役および使用人がその職務執行上、法令および定款に則り、行動することを確保しています。併せて、社内担当部署および社外専門家（弁護士）を窓口とした内部通報制度を整備しています。

また、コンプライアンス体制および関連社内規程を実効あらしめるために、社長直属の内部監査組織（監査ユニット）による監査を通じ、これを検証・評価するとともに、適宜改善を行っています。

さらに、財務報告の正確性と信頼性を確保するために必要な体制を整備し、適切に運用するとともに、その有効性の評価を行っています。

#### b) 取締役の職務の執行に係る情報の保存および管理に関する体制

取締役は、その所管する職務の執行に係る文書その他の情報については、法令、定款、社内の規程等に則り、適切に保存、管理しています。

#### c) 損失の危険の管理に関する規程その他の体制

当社グループの企業活動に関連するあらゆるリスクに対処するため、取締役によるリスクマネジメントを補佐する部署を定め、リスク管理の基本方針を策定するとともに、全社的なリスク管理体制を整備しています。また、グループ経営管理規程に基づき、当社グループ各社の相互の連携のもと、当社グループ全体のリスク管理を行っています。

さらに、日常業務に係るリスク管理の運営状況等については、監査ユニットによる監査を通じ、これを検証・評価するとともに、適宜改善を行うこととしています。

#### d) 取締役の職務の執行が効率的に行われることを確保するための体制

取締役は、取締役の職務の執行が効率的に行われる体制を確保するため、以下の点に留意して事業運営を行っています。

(1) 重要事項の決定については、常勤取締役で組織する経営会議を毎週ないし適宜開催し、迅速かつ適切に業務執行を行う。

(2) 日常の職務遂行については、業務分掌規程、職務権限規程等に基づき権限の委譲が行われ、各レベルの責任者が迅速に業務を遂行する。

#### e) 当社およびその子会社から成る企業集団における業務の適正を確保するための体制

当社は、グループ経営管理規程に基づき、子会社等との間でグループ経営管理契約を締結し、各社の重要事項について当社に報告を求めまたは承認しています。

子会社等におけるリスク管理、コンプライアンス管理および内部監査についても、グループ経営管理規程に基づき、互いに連携をとって進めています。

**f) 監査役がその職務を補助すべき使用人を置くことを求めた場合における当該使用人に関する事項**

監査役の職務を補助すべき者として、当社の使用人から2名（うち1名は管理職）を兼務任命しています。監査役職務補助者は、監査役の指示に従いその職務を行っています。

**g) 前号の使用人の取締役からの独立性に関する事項**

監査役職務補助者の人事異動に際しては、監査役と協議しています。

**h) 取締役および使用人が監査役に報告をするための体制その他の監査役への報告に関する体制**

取締役および使用人は、監査役に対して、法に定める事項、当社およびグループ各社に重大な影響を及ぼす事項その他監査役がその職務遂行上報告を受ける必要があると判断した事項について、報告および情報提供を行っています。

また、監査役は、取締役会その他重要な社内会議に出席するとともに、稟議書等の回付を受けて、常に業務上の情報を入手できるようにしています。

**i) その他監査役の監査が実効的に行われることを確保するための体制**

監査の実施に当たり、弁護士、会計監査人、税理士等の外部専門家と緊密に連携がとれるようにしています。

また、内部監査組織とも連携し、定期的に報告を受けるなど、監査の実効性の向上を図っています。

金融商品取引法に基づく内部統制報告制度への対応については、「内部統制推進委員会」を設置し、制度構築を進めてきました。2008年10月からは、合併会社である当社の内部統制の各領域（全社統制、業務処理統制およびIT全般統制）において、その整備および運用状況を評価し、検出された統制上の不備については、全て改善を行っています。その結果、2010年3月末時点において、財務報告にかかる内部統制は有効に機能していると評価し、その旨の内部統制報告書を作成し、関東財務局に提出しています。また、会計監査人からも、同内部統制報告書に対する適正意見を受領しています。今後も引き続き、内部統制の整備および運用評価作業を通じ、財務報告の信頼性を確保していきます。

また、当社グループは、市民社会の秩序や安全に脅威を与える反社会的勢力との一切の関係を遮断することとしています。併せて、平素より関係行政機関、業界団体および地域企業からの情報収集に努めるとともに、反社会的勢力から不当な要求を受けた場合には、警察等関連機関や法律の専門家と緊密に連携し、毅然とした態度で対応します。

既にコンプライアンス・マニュアル等において、上記の心構え等に関し具体的な対応事例も交えて定めるとともに、啓発・教育・研修等に取り組んでいます。

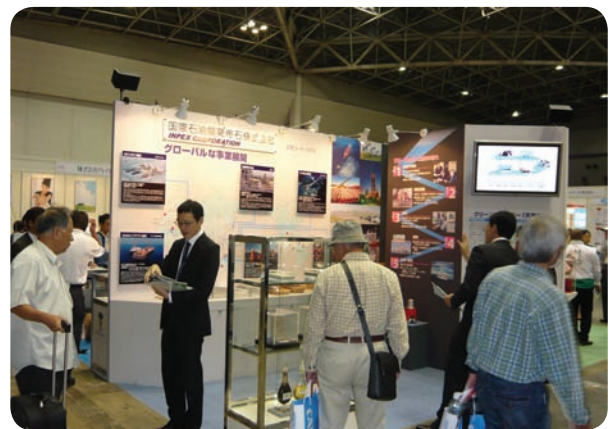
## ■ 情報開示

当社は、経営の透明性、経営者のアカウンタビリティを向上させるべく、株主や投資家の皆様に向けたIR活動、株主総会やホームページ、広報活動等を通じて情報の適時開示を行うとともに、常にその充実に努めています。

社内体制については、適時開示体制を体系的に整理した会社情報開示規程を制定し、当社グループ全体の情報管理、伝達・開示プロセス等を定め、情報開示体制を強化しています。



アナリスト向け決算説明会



IR展示会

## ■ 情報セキュリティ対策

組織として一貫した情報セキュリティ対策を行うため、「情報セキュリティ基本方針」を策定し、同方針のもとに情報セキュリティ管理体制を整備し、さまざまな対策に取り組んでいます。

2008年10月には、情報セキュリティに関連する諸規程を整備すると同時に「情報セキュリティ委員会」を設置しました。同委員会では、「会社情報管理基準」「社内情報システム利用基準」「情報セキュリティ事故対応基準」など、情報セキュリティ関連基準を策定するとともに、具体的な情報セキュリティ対策の検討および実施を担っています。また、従業員の情報セキュリティ意識を高め、「情報資産」を大事にする価値観や風土を会社文化として根付かせるための活動を展開しています。



## INPEX Sustainability コーポレート・ガバナンス

### ■ 現状の体制を採用する理由

当社はグローバルに石油・天然ガス開発事業を展開しており、産油国や同国営石油会社、国際石油会社等との重要な交渉機会が多く、これには業務に精通した社内出身の取締役があたる必要があると考えています。また、石油・天然ガス開発事業における重要な業務執行に関する審議・決定に際しては、業務に精通した社内出身の取締役に加え、当該見識を持つ適切な社外取締役を選任することにより、その意思決定において、合理的、効率的かつ客観的な視点での妥当性を確保しています。

従って、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であると考えており、取締役会は実務を熟知した社内取締役12名と社外取締役4名により構成しています。社外取締役4名は、それぞれエネルギー業界において長年の経験と幅広い見識を有する経営者等であり、また当社事業の発展に寄与することを期して株主総会において選任されており、当社が社外取締役に期待する役割に十分合致していると考えています。

また、当社の監査役会は、全5名の過半数が社外監査役であり、かつ監査役の独立性、実効性を確保し、監査機能の強化を図るべく、監査役補助職の増強、内部監査部門や会計監査人との連携を強化するなどの取り組みを行っています。

コンプライアンスの観点からは、コンプライアンス担当役員に代表取締役を選任するとともに、同担当役員を委員長とするコンプライアンス委員会を設置しているほか、社内担当部署および社外専門家（弁護士）を窓口とした内部通報制度を整備しています。

加えて、労使間の協議会、コーポレートHSE（Health, Safety and Environment）会議等を通じた経営と従業員との対話機会の充実を図っています。

以上のような多面的な取り組みにより、当社のコーポレート・ガバナンスは十分に機能し、かつその体制の維持および強化が可能であると考えています。

### ■ 役員の報酬等

2010年3月期における取締役および監査役の報酬等の額は以下のとおりであります。

#### a) 役員区分ごとの報酬等の総額、報酬等の種類別の総額および対象となる役員の員数

役員区分	報酬等の総額 (百万円)	報酬等の種類別の総額 (百万円)		対象となる 役員の員数 (名)
		基本報酬	賞与	
取締役（社外取締役を除く。）	565	467	98	14
監査役（社外監査役を除く。）	54	50	4	2
社外役員	47	40	7	6

- (注) 1. 当社はストックオプション制度を導入していません。  
 2. 当社は退職慰労金制度はありません。  
 3. 報酬等の総額には、2010年3月期に係る役員賞与引当金の繰入額が含まれています。  
 4. 対象となる役員の員数には、2009年6月25日をもって辞任により退任した取締役2名が含まれています。  
 5. 2010年3月期末現在の取締役16名中1名に対しては報酬等を支払っていません。

#### b) 役員ごとの連結報酬等の総額等

連結報酬等の総額が1億円以上である者が存在しないため、記載していません。

#### c) 使用人兼務役員の使用人給与のうち、重要なもの

使用人兼務役員の使用人給与は支給していません。

#### d) 役員の報酬等の額の決定に関する方針

取締役の報酬等は、取締役会にて決定しています。取締役の報酬等は、月額報酬と賞与から構成しています。月額報酬は、役位ごとの職務内容を踏まえて支給し、賞与は、会社業績等を踏まえて支給しています。監査役の報酬等は、月額報酬と賞与からなり、監査役の協議にて決定しています。

### ■ 種類株式について

当社定款においては、経営上の一定の重要事項の決定について、株主総会または取締役会の決議に加え、甲種類株式の株主による種類株主総会（甲種類株主総会）の決議が必要である旨が定められています。甲種類株式は、経済産業大臣に対して発行しています。また、甲種類株式は当会社株主総会において議決権を有していません（ただし、法令に別段の定めがある場合はこの限りではありません）。

経営上の一定の重要事項は、「取締役の選解任」、「重要な資産の全部または一部の処分等」、「定款変更」、「統合」、「資本金の額の減少」、「解散」です。このうち「取締役の選解任」および「統合」については、当社普通株式について公的主体以外の、単一の株主または単一の株主とその共同保有者の議決権割合が100分の20以上の場合に、甲種類株主総会の決議が必要となります。

経済産業大臣は、甲種類株式による拒否権の行使（甲種類株主総会における不承認の決議）について、平成18年4月3日経済産業省告示第七十四号をもってガイドラインを制定しています。経済産業大臣が拒否権を行使できる場合は、上記重要事項ごとに、「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」、または「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び蓋然性が高いと判断される場合」、または「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」となっています。同ガイドラインは2008年10月1日付の当社商号変更に伴う一部記載の変更のため、平成20年10月9日経済産業省告示第二百二十号において改めて告示されています。

当社としては、このような機能を有する甲種類株式を経済産業大臣が保有することにより、当社に対する経営支配や投機目的による敵対的買収等の危険を防止する手段として有効なものと考えられるとともに、ナショナル・フラッグ・カンパニーとして我が国向けエネルギーの安定供給の効率的な実現の一翼を担うことが期待され、対外的な交渉や信用などの面で積極的な効果も期待できること等が、甲種類株式を発行した目的であり、また、甲種類株式による拒否権の対象が限定され、拒否権行使についてもガイドラインの設定がなされていることにより、当社の経営の効率性・柔軟性を不当に阻害しないよう透明性を高めた必要最小限の措置となっているものと考えています。



財務セクション

# Financial Section

お読みいただく前に	
～当社特有の会計処理・会計方針について	50
経営陣による財政状態及び経営成績の検討と分析	53
連結貸借対照表	60
連結損益計算書	62
連結株主資本等変動計算書	63
連結キャッシュ・フロー計算書	64
連結財務諸表の注記	65
独立監査人の監査報告書	80

## お読みいただく前に ～当社特有の会計処理・会計方針について

### 契約形態ごとの会計処理

当社グループの売上高及び利益の大部分は原油・天然ガス関連事業によるものです。石油・天然ガス関連事業では、主に生産分与契約とコンセッション契約（国内における鉱業権

ならびに海外におけるパーミット、ライセンスまたはリースを含む）という2種類の契約に基づいて事業を行っております。

#### ■生産分与契約

##### 生産分与とコスト回収

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

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

損益計算書上の会計処理は以下の通りです。

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

#### 生産分与契約における回収対象のコスト

##### 探鉱コスト

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

##### 開発コスト

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

##### 生産コスト

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

##### 管理費

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

##### 利息

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

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

## 生産分与契約における回収対象外のコスト

### 権益取得コスト

生産分与契約のプロジェクトの権益を取得するためのコストである探鉱開発権は、探鉱段階の場合、発生した期に探鉱開発権償却として営業外費用に計上しております。一方、開発

段階または生産段階の場合は、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、減価償却費に計上しております。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。

## ■コンセッション契約

### 権益取得コスト

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

### 探鉱コスト

探鉱コストのうち当社分については、発生時に全額費用計上しております。

### 開発コスト

生産のための設備投資額のうち当社分は有形固定資産に計上し、生産開始後は、海外においては主に生産高比例法によ

り、国内においては主に定額法により減価償却を行い、売上原価として計上しております。

### 生産コスト

生産段階において発生する操業費の当社分は、売上原価に計上しております。

### 管理費

当社シェア分の管理費は、発生時に費用計上しております。

## 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。

非常に不確実性の高い事象に対する見積りのために何らかの仮定の設定が必要な場合、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、これらは会計上の重要な見積りに該当します。当社グループが財務諸表の作成にあたり採用した重要な会計方針は以下の通りです。

### ■生産物回収勘定引当金

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

### ■生産高比例法による償却

海外のコンセッション契約の生産施設ならびに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重大な影響を及ぼす可能性があります。

### ■廃鉱費用引当金

廃鉱費用発生の可能性が高いプロジェクトにおいて今後発生する廃鉱費用に備えるため、当該プロジェクトの廃鉱計画に基づき必要と認められる金額を見積もり、廃鉱費用引当金を計上しております。当社グループの廃鉱計画に基づく廃鉱費用に対する見積りは妥当であると考えておりますが、廃鉱計画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。

### ■開発事業損失引当金

開発事業に係る損失に備えるため、開発作業の遅延など、個別の事業状況などを勘案し開発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。

### ■探鉱会社への出資に対する引当金

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

### ■探鉱事業引当金

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

### ■繰延税金資産

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

### ■退職給付費用

当社グループは、退職給付見込額のうち、期末までに発生していると認められる金額の現在価値を退職給付債務として、このうち当期の発生額を退職給付費用として認識しております。退職給付債務及び費用の算定では、割引率、退職率、予定昇給率、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場合や基礎率を変更した場合は数理計算上の差異が発生し、業績に影響を与える可能性があります。なお、数理計算上の差異は発生年度において全額費用処理します。

### ■のれん

子会社及び持分法適用会社への投資の取得原価と公正価値による純資産額との差額はのれんとして、20年を超えない期間にわたって均等償却されております。



## 経営陣による財政状態及び経営成績の検討と分析

### 経営環境

2010年3月期における我が国経済は、2008年の米国に端を発した金融危機による世界的な景気後退や円高等による厳しい状況から期の後半には次第に持ち直しの気配が着実にみられるようになったものの、アジア地域の需要増を受けた輸出や経済対策にけん引されており、深刻な雇用情勢や企業収益の低迷など依然として自律的な回復には至っていない状況が続いております。

このような事業環境の中、当社グループの業績に大きな影響を及ぼす国際原油価格は、WTI(ウェスト・テキサス・インターミディエートの略。国際的な原油指標。)の期近もの終値ベースで、期初に1バレル当たり48.39米ドルから始まり、世界経済の早期回復見込みとそれに伴う石油需要予想の上方修正や一部アフリカ産油国の政情不安等を受けて6月末に70米ドル台まで上昇を続けました。7月後半以降、米国経済の堅調な回復、さらに12月末にかけては核問題を巡る国際緊張の高まり等を受けて70米ドル台後半を中心に一時80米ドル台に及ぶ水準で推移いたしました。年明けには欧米での寒波や堅調な米国株価及びドル安の進行を背景に次第に80米ドル台を維持する形となり、83.76米ドルで当期を終えております。また、国内におきましても、原油・石油製品価格は国際原油価格の変動に追従する形で推移いたしました。これらを反映して、当期の原油の当社グループ販売平均価格は、前期に比べ、1バレル当たり14.30米ドル下落し、68.40米ドルとなりました。

一方、業績に重要な影響を与えるもう一つの要因である為替相場ですが、当期は1米ドル98円台で始まりました。4月上旬に101円台まで円安が進む局面がありましたが、米大手自動車企業の連邦破産法第11条申請やFRB(米連邦準備制度理事会)による米金融機関へのストレステストが無難に終了し市場のリスク志向が強まると、相対的に金利の高い通貨を中心に対米ドルで値を上げる展開となる中、円も対米ドルで連れ高となりました。その後、9月に発足した本邦新政権の要人から円高容認とも解される発言もあり、円は1米ドル90円を超えて上昇し、11月に中東の不動産企業の債務返済に関する懸念からリスク資産回避の動きが再燃すると、1995年以来となる1米ドル84円82銭まで円高が進行しました。しかし、12月以降は日銀の追加金融緩和策や本邦政府要人から円高を牽制する発言が出たこと等から円の上値は重くなり、期末にかけては円安方向に値を戻し、期末公示仲値(TTM)は前期末から5円22銭円高の93円04銭となりました。これらの結果、売上高の平均為替レートは前期比10円31銭、10.0%の円高の1米ドル92円64銭となりました。

## 業績概況

	(百万円、%)			
3月31日に終了した連結会計年度	2009	2010	増減	増減率
売上高：	¥1,076,165	¥840,427	¥(235,738)	(21.9)%
原油	650,352	486,921	(163,431)	(25.1)
天然ガス	398,267	326,412	(71,855)	(18.0)
その他	27,546	27,094	(452)	(1.6)
売上原価	319,038	298,168	(20,870)	(6.5)
売上総利益	757,127	542,259	(214,868)	(28.4)
探鉱費	25,982	15,711	(10,271)	(39.5)
販売費及び一般管理費	50,683	44,869	(5,814)	(11.5)
減価償却費	17,195	20,011	2,816	16.4
営業利益	663,267	461,668	(201,599)	(30.4)
その他収益：	32,035	21,473	(10,562)	(33.0)
受取利息	9,536	4,354	(5,182)	(54.3)
受取配当金	12,338	9,476	(2,862)	(23.2)
持分法による投資利益	946	—	(946)	(100.0)
その他	9,215	7,643	(1,572)	(17.1)
その他費用：	79,135	41,114	(38,021)	(48.0)
支払利息	3,934	1,275	(2,659)	(67.6)
持分法による投資損失	—	1,920	1,920	—
生産物回収勘定引当金繰入額	16,643	6,028	(10,615)	(63.8)
探鉱事業引当金繰入額	3,387	8,595	5,208	153.8
探鉱投資引当金繰入額	—	5,408	5,408	—
投資有価証券評価損	31,799	—	(31,799)	(100.0)
為替差損	14,571	13,264	(1,307)	(9.0)
その他	8,801	4,624	(4,177)	(47.5)
法人税等及び少数株主持分調整前当期純利益	616,167	442,027	(174,140)	(28.3)
法人税等	470,378	325,126	(145,252)	(30.9)
少数株主利益	726	9,691	8,965	—
当期純利益	¥ 145,063	¥107,210	¥ (37,853)	(26.1)%

## 売上高

2010年3月期の売上高は、販売数量の増加による増収要因があったものの、油価及び海外ガス価が下落したことに加え、期中平均為替レートが円高に推移したことから、2009年3月期の1兆762億円から2,358億円、21.9%減収の8,404億円となりました。このうち原油売上高は2009年3月期の6,504億円から1,635億円、25.1%減収の4,869億円となり、天然ガス売上高は2009年3月期の3,983億円から719億円、18.0%減収の3,264億円となりました。その他の売上高は2009年3月期の275億円から4億円、1.6%減収の271億円となりました。

販売数量は、原油が2009年3月期から668千バレル、0.9%増の76,095千バレルとなりました。これは主に、ADMA 鉱区で販売量が減少したものの、ACG 油田やマハカム沖鉱区で増加したことによるものです。天然ガスは、2009年3月期から16Bcf、3.9%増の417Bcfとなりました。このうち、海外生産天然ガスは、2009年3月期に比べ15Bcf、4.3%増の355Bcfとなり、国内生産天然ガスは、2009年3月期に比べ22百万m<sup>3</sup>、1.4%増の1,647百万m<sup>3</sup>、立方フィート換算では61Bcfとなっております。海外生産原油売上の平

均価格は1バレル当たり14.30米ドル、17.3%下落し、68.40米ドルとなりました。海外生産天然ガス売上の平均価格は千立方フィート当たり7.43米ドルとなり、前期の1.79米ドル、19.4%の下落となりました。なお、国内天然ガスの平均価格は立方メートル当たり38円41銭となり、2009年3月期に比べ1円02銭、2.7%の上昇となっております。

売上高の減少額2,358億円を要因別に分析いたしますと、販売数量の増加により298億円の増収要因、平均単価の下落により1,821億円の減収要因、売上の平均為替レートが円高となったことにより831億円の減収要因、その他の売上高が4億円の減収要因となりました。

#### 売上原価

2010年3月の売上原価は、2009年3月期の3,190億円から208億円、6.5%減少の2,982億円となりました。これは主にADMA 鉱区における売上減に伴うロイヤリティの減少によるものです。

#### 探鉱費

2010年3月期の探鉱費はイクシス及びその周辺鉱区における減少により、2009年3月期の260億円から103億円、39.5%減少の157億円となりました。

#### 販売費及び一般管理費

2010年3月期の販売費および一般管理費は、ACG原油の輸送費が販売量増に伴い増加したものの、油価下落に伴うバクー・ウングンにかかる東チモールの租税の減少により、2009年3月期の507億円から58億円、11.5%減少の449億円となりました。

#### 減価償却費

2010年3月期の減価償却費は、生産量増加に伴うインペックス南西カスピ海石油(株)の探鉱開発権の償却費や国内の販売用パイプライン償却費の増加により、2009年3月期の172億円から28億円、16.4%増加の200億円となりました。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、2010年3月期における営業利益は、2009年3月期の6,633億円から2,016億円、30.4%減少の4,617億円となりました。

#### その他収益

2010年3月期のその他収益は、2009年3月期の320億円から105億円、33.0%減の215億円となりました。これは主に、受取利息や受取配当金が減少したことによるものです。

#### その他費用

2010年3月期のその他費用は、2009年3月期の791億円から380億円、48.0%減の411億円となりました。これは主に、投資有価証券評価損が大幅に減少したことによるものです。

#### 法人税等

2010年3月期の法人税等は、2009年3月期の4,704億円から1,453億円、30.9%減の3,251億円となりました。これは主に売上高減少に伴う外国法人税額の減少によるものです。なお、法人税のほとんどは海外で納めており、税負担率の高い地域があることに加え、日本国内で発生した費用は控除対象にならないことから、外国税額控除制度の適用はあるものの法人税等負担率が73.6%と高くなっております。

#### 少数株主利益

2010年3月期の少数株主利益は、2009年3月期の7億円から90億円増の97億円となりました。これは主に、マセラ鉱区の探鉱投資の減少及びインペックス南西カスピ海石油(株)における当期純利益の増加によるものです。

#### 当期純利益

以上の結果、2010年3月期の当期純利益は、2009年3月期の1,451億円から379億円、26.1%減の1,072億円となりました。

## 投資及び資金の調達

### ■原油・天然ガスプロジェクトへの投資

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

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

- なお、探鉱投資及び開発投資の定義ならびに以下の表の作成に使用した基準は、米国財務会計基準編纂書 932「採取活動-石油及びガス」（Topic 932）が規定する基準とは異なっております。当社グループが採用する会計方針と Topic 932 の基準とは、以下のような相違がありますが、以下の記載項目に限定されるものではありません。
- 以下の表では、ノンオペレーターのプロジェクトの投資の場合、生産分与契約の共同勘定への送金時に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います。
- 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。

2009年3月期及び2010年3月期の投資額（金利相当額を除く）は以下の通りとなっております。

2009年3月31日終了の連結会計年度	(百万円)					
	日本	アジア・オセアニア	ユーラシア（欧州・NIS諸国）	中東・アフリカ	米州	合計
連結子会社						
探鉱投資	¥ 3,408	¥ 33,207	¥ 1,909	¥ 4,340	¥ 5,789	¥ 48,653
開発投資	4,731	137,662	58,280	28,533	6,100	235,306
小計* **	8,139	170,869	60,189	32,873	11,889	283,959
その他投資	23,886	—	—	5	—	23,891
合計	32,025	170,869	60,189	32,878	11,889	307,850
持分法適用関連会社						
探鉱・開発投資	¥ —	¥ 7,522	¥ —	¥ 1,193	¥ 7,619	¥ 16,334

\* ジャパン石油開発株式会社持分法適用関連会社分を含む。

\*\* 金利相当額 1,647 百万円を含む。

2010年3月31日終了の連結会計年度	(百万円)					
	日本	アジア・オセアニア	ユーラシア（欧州・NIS諸国）	中東・アフリカ	米州	合計
連結子会社						
探鉱投資	¥ 2,997	¥ 19,386	¥ 2,032	¥ 6,379	¥ 2,201	¥ 32,995
開発投資	4,572	108,276	66,042	18,563	4,582	202,035
小計*	7,569	127,662	68,074	24,942	6,783	235,030
その他投資	46,678	18	—	1	—	46,697
合計	54,247	127,680	68,074	24,943	6,783	281,727
持分法適用関連会社						
探鉱投資	—	—	—	481	—	481
開発投資	—	1,219	—	1,422	4,350	6,991
合計	¥ —	¥ 1,219	¥ —	¥ 1,903	¥ 4,350	¥ 7,472

\* ジャパン石油開発株式会社持分法適用関連会社分を含む。



2010年3月期の投資などの合計額は2,817億円となり、2009年3月期の3,079億円から262億円、8.5%の減少となりました。これは、主にアジア・オセアニア地域のヴァン・ゴッホ油田、マハカム沖鉱区における開発投資が減少したことによるものです。

2009年3月期及び2010年3月期の地域別の操業費は以下の通りとなっております。

3月31日に終了した連結会計年度	(百万円、%)			
	2009		2010	
日本	¥ 9,659	10.3%	¥ 9,324	10.2%
アジア・オセアニア	47,209	50.3	48,888	53.3
ユーラシア(欧州・NIS諸国)	7,799	8.3	7,099	7.7
中東・アフリカ	25,903	27.6	21,192	23.1
米州	3,263	3.5	5,189	5.7
合計	¥93,833	100.0%	¥91,692	100.0%

### ■原油・天然ガスプロジェクトの権益取得による支出

2009年3月期及び2010年3月期の原油・天然ガスプロジェクトの地域別の権益取得による支出は以下の通りとなっ

ております。権益取得による支出には、鉱業権及び探鉱開発権の取得費用、サイン・ボーナス、新規権益取得により増加した生産物回収勘定または有形固定資産が含まれます。

3月31日に終了した連結会計年度	(百万円、%)			
	2009		2010	
連結子会社				
アジア・オセアニア	¥ 441	4.2%	¥292	42.2%
中東・アフリカ	43	0.4	384	55.6
米州	9,921	95.4	15	2.2
合計	10,405	100.0	691	100.0
持分法適用関連会社				
アジア・オセアニア	—	—	—	—
中東・アフリカ	—	—	—	—
米州	—	—	—	—
合計	¥ —	—%	¥ —	—%

2010年3月期の権益取得による支出は7億円となり、米州地域の減少により2009年3月期の104億円から97億円の減少となりました。

### ■生産物回収勘定の分析

生産分与契約のプロジェクトでは、探鉱段階、開発段階ならびに生産段階で発生する作業費の当社持分がすべて生産物回収勘定に計上されます。2009年3月期及び2010年3月期の生産物回収勘定の増減の内訳は以下の通りとなっております。

3月31日に終了した連結会計年度	(百万円)	
	2009	2010
期首残高	¥383,163	¥453,922
加算：探鉱コスト	23,643	10,085
開発コスト	160,589	146,028
操業費	55,930	54,938
その他	—	2,671
減算：生産物回収勘定(資本支出)の回収額	45,725	45,653
生産物回収勘定(非資本支出)の回収額	104,848	107,075
その他	18,830	270
期末残高	453,922	514,646
生産物回収勘定引当金(期末残高)	¥ (87,829)	¥ (94,892)

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。

2010年3月期の探鉱コストは2009年3月期と比べ減少しました。これは主にマセラ鉱区における探鉱投資が前期と比べ少なかったことによるものです。

2010年3月期の開発コストは2009年3月期と比べ減少しました。これは主にカシャガン油田への開発投資が増加したものの、マハカム沖鉱区やACG油田における開発投資が減少したことによるものです。

2010年3月期の操業費は2009年3月期と比べ南ナトゥナ海B鉱区等で減少しました。

2010年3月期のコスト回収は、2009年3月期と比べ増加しました。これは主に南ナトゥナ海B鉱区のコスト回収額の増加によるものです。

また、減算のその他は鉱区撤退に伴う生産物回収勘定の除却等によるものです。

2010年3月期末の生産物回収勘定引当金残高は2009年3月期末と比べ増加しました。これは主にリビアにおける探鉱投資により増加した生産物回収勘定に対する引当額の増加によるものです。

## ■長期借入金の返済予定

2010年3月31日現在で計画されている長期借入金の返済予定は以下の通りとなっております。

3月31日に終了する連結会計年度	（百万米ドル、百万円）		
	負債の通貨		
	米ドル	円	換算額
2011年	\$ —	¥ 4,712	¥ 4,712
2012年	—	4,279	4,279
2013年	—	4,258	4,258
2014年	—	3,753	3,753
2015年	—	3,604	3,604
2016年以降	1,785.5	53,490	219,617
合計	\$1,785.5	¥74,096	¥240,223

## ■キャッシュ・フローの状況

2009年及び2010年3月期のキャッシュ・フローの状況は以下の通りとなっております。

## ■資金の調達及び流動性

資金の調達については、石油・天然ガスの探鉱・開発活動および国内のパイプライン・LNG受入基地等供給インフラ整備・拡充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および外部からの出資により、また、開発資金およびパイプライン・LNG受入基地等建設資金については手許資金および借入により調達することを基本方針としております。現在、開発資金借入については国際協力銀行および市中銀行からの協調融資を受けており、協調融資に関しては、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います。また、国内のパイプライン・LNG受入基地等建設資金借入については、日本政策投資銀行および市中銀行からの融資を受けております。なお、当社としては、資金調達多様化のため、ノンリコースのプロジェクトファイナンスの他、エクイティファイナンスを含め最適な資金調達手段を検討しております。

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

3月31日に終了した連結会計年度	(百万円)	
	2009	2010
営業活動によるキャッシュ・フロー	¥ 230,352	¥ 241,373
投資活動によるキャッシュ・フロー	(240,168)	(251,812)
財務活動によるキャッシュ・フロー	(46,090)	68,937
現金及び現金同等物の期末残高	¥ 162,845	¥ 216,395

#### 営業活動からのキャッシュ・フロー

2010年3月期の営業活動の結果得られた現金は、2,414億円となり、2009年3月期の2,304億円から110億円の増加となりました。これは原油・海外天然ガスの販売単価が下落したことに加え、期中平均為替レートが円高に推移したことから、法人税等及び少数株主持分調整前当期純利益が減少したものの、法人税等の支払額が減少したことによるものです。

#### 投資活動からのキャッシュ・フロー

2010年3月期の投資活動の結果使用した現金は、2,518億

円となり、2009年3月期の2,402億円から116億円の増加となりました。これは、生産物回収勘定（資本支出）の支出が減少したものの、有価証券及び投資有価証券の売却による収入が減少したことなどによるものです。

#### 財務活動からのキャッシュ・フロー

2010年3月期の財務活動の結果得られた現金は689億円となり、2009年3月期の財務活動に使用した現金461億円との差引きで、1,150億円得られた資金が増加しました。これは、主に長期借入れによる収入が増加したことによるものです。

## 新たな会計基準の適用

2008年3月31日、企業会計基準委員会は、「資産除去債務に関する会計基準」（企業会計基準第18号）及び「資産除去債務に関する会計基準の適用指針」（企業会計基準適用指針第21号）を公表しました。

この会計基準では、資産除去債務とは、有形固定資産の取得、建設、開発又は通常の使用によって生じ、当該有形固定資産の除去に関して法令又は契約で要求される法律上の義務及びそれに準ずるもの、と定義されております。

資産除去債務は発生時に有形固定資産の除去に要する割引前の将来キャッシュ・フローを見積もり、割引後の金額で算定し負債として計上します。なお、当該債務を発生時に合理的に見積もる事ができない場合には、これを計上せず、当該債務額を合理的に見積もることができるようになった時点

で負債として計上します。

資産除去債務に対応する除去費用は、資産除去債務を負債として計上したときに、当該負債の計上額と同額を関連する有形固定資産の帳簿価額に加え、減価償却を通じて、当該有形固定資産の残存耐用年数に渡り、各期に費用配分します。また、時の経過による資産除去債務の調整額は発生時の費用として処理されます。

割引前の将来キャッシュ・フローに重要な見積もりの変更が生じた場合は、見積もりの変更による調整額を資産除去債務及び関連する有形固定資産の帳簿価額に加減して処理します。

この会計基準は2010年4月1日以降開始する連結会計年度から適用されます。

## 2011年3月期の業績見通し(2010年5月12日公表)

2011年3月期の見通しにつきましては、売上高では、通期で2010年3月期に比べ226億円、2.7%増収の8,630億円を見込んでおり、営業利益は、通期で2010年3月期から106億円、2.3%減益の4,510億円、経常利益は、通期で2010年3月期から90億円、2.0%減益の4,330億円、当期純利益では、通期で2010年3月期から52億円、4.9%減益の1,020億円となる見込みです。

売上高については、油価想定を2010年3月期に対し油価高としていることにより、通期で増収の見込みとなっております。一方、当期純利益については、売上原価及び探鉱費の増加などにより、通期で減益となる見込みです。

なお上記見通しは、油価（ブレント）は、通期平均で1バレル当たり77.5米ドル、為替レートは、年度を通じて1米ドル90円として算出しております。

## 連結貸借対照表

国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社  
2009年及び2010年3月31日現在

<資産>	百万円		千米ドル(注3)
	2009	2010	2010
<b>流動資産</b>			
現金及び現金同等物	¥ 162,845	¥ 216,395	\$ 2,325,828
受取手形及び売掛金	73,540	88,364	949,742
有価証券(注5)	101,544	112,669	1,210,974
たな卸資産	18,205	12,322	132,438
繰延税金資産(注7)	6,145	5,356	57,567
未収入金	37,871	43,161	463,897
その他	10,988	14,611	157,039
貸倒引当金	(28)	(23)	(247)
	411,110	492,855	5,297,238
<b>有形固定資産</b>			
建物及び構築物(注6)	196,639	231,681	2,490,123
坑井(注6)	194,623	203,056	2,182,459
機械装置及び運搬具(注6)	249,292	255,846	2,749,850
土地(注6)	20,752	20,790	223,452
建設仮勘定	76,819	91,447	982,878
その他	35,511	60,774	653,203
	773,636	863,594	9,281,965
減価償却累計額	(476,000)	(505,500)	(5,433,147)
	297,636	358,094	3,848,818
<b>無形固定資産</b>			
のれん(注14)	114,884	108,123	1,162,113
探鉱開発権	115,566	107,857	1,159,254
鉱業権	18,593	18,155	195,131
その他	4,638	5,070	54,493
	253,681	239,205	2,570,991
<b>投資その他の資産</b>			
生産物回収勘定	453,922	514,646	5,531,449
生産物回収勘定引当金	(87,829)	(94,892)	(1,019,905)
	366,093	419,754	4,511,544
投資有価証券(注5及び6)	344,699	403,978	4,341,982
長期貸付金	14,195	18,641	200,355
繰延税金資産(注7)	26,141	24,563	264,005
その他(注6)	65,926	72,577	780,062
貸倒引当金	(529)	(641)	(6,890)
探鉱投資引当金	(10,907)	(15,248)	(163,887)
	805,618	923,624	9,927,171
<b>資産合計</b>	<b>¥1,768,045</b>	<b>¥2,013,778</b>	<b>\$21,644,218</b>

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)
	2009	2010	2010
<b>流動負債</b>			
支払手形及び買掛金	¥ 11,873	¥ 16,602	\$ 178,439
短期借入金及び1年以内返済予定の長期借入金 (注6及び11)	27,816	4,872	52,365
未払法人税等(注7)	70,419	86,535	930,084
未払金(注6)	65,441	81,211	872,861
探鉱事業引当金	7,948	15,324	164,703
役員賞与引当金	135	132	1,419
その他	22,427	23,229	249,667
	206,059	227,905	2,449,538
<b>固定負債</b>			
長期借入金(注6及び11)	136,430	235,511	2,531,288
繰延税金負債(注7)	28,171	27,139	291,692
退職給付引当金(注13)	8,546	7,586	81,535
廃鉱費用引当金	14,192	14,258	153,246
開発事業損失引当金	1,965	1,965	21,120
特別修繕引当金	404	442	4,751
その他(注6)	10,217	8,369	89,950
	199,925	295,270	3,173,582
負債合計	405,984	523,175	5,623,120
<b>純資産(注8)</b>			
資本金	30,000	30,000	322,442
授權株式の総数: 2009 — 9,000,001.00株 2010 — 9,000,001.00株			
発行済株式の総数: 2009 — 2,358,410.00株 2010 — 2,358,410.00株			
資本剰余金	418,478	418,478	4,497,829
利益剰余金	844,833	936,745	10,068,196
自己株式: 2009 — 4,916.00株 2010 — 4,916.00株	(5,248)	(5,248)	(56,406)
株主資本合計	1,288,063	1,379,975	14,832,061
その他有価証券評価差額金	(6,818)	12,351	132,749
繰延ヘッジ損益	(1)	—	—
為替換算調整勘定	(10,121)	(4,826)	(51,870)
評価・換算差額等合計	(16,940)	7,525	80,879
少数株主持分	90,938	103,103	1,108,158
純資産合計	1,362,061	1,490,603	16,021,098
偶発債務(注16)			
負債及び純資産合計	¥1,768,045	¥2,013,778	\$ 21,644,218

# 連結損益計算書

国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社

2008年、2009年及び2010年3月31日終了の連結会計年度

	百万円			千米ドル(注3)
	2008	2009	2010	2010
売上高	¥1,202,965	¥1,076,165	¥840,427	\$9,032,964
売上原価	390,554	319,038	298,168	3,204,729
売上総利益	812,411	757,127	542,259	5,828,235
探鉱費	34,458	25,982	15,711	168,863
探鉱補助金	(363)	—	—	—
販売費及び一般管理費 (注12、13及び14)	48,346	50,683	44,869	482,255
減価償却費	15,759	17,195	20,011	215,079
営業利益	714,211	663,267	461,668	4,962,038
その他収益:				
受取利息	10,984	9,536	4,354	46,797
受取配当金	5,440	12,338	9,476	101,849
持分法による投資利益	1,765	946	—	—
埋蔵量再評価精算益	4,005	—	—	—
石油契約発効に伴う精算益	3,482	—	—	—
為替差益	2,747	—	—	—
その他	4,667	9,215	7,643	82,147
	33,090	32,035	21,473	230,793
その他費用:				
支払利息	10,888	3,934	1,275	13,704
持分法による投資損失	—	—	1,920	20,636
生産物回収勘定引当金繰入額	20,587	16,643	6,028	64,789
探鉱事業引当金繰入額	3,104	3,387	8,595	92,380
探鉱投資引当金繰入額	—	—	5,408	58,126
投資有価証券評価損	21,350	31,799	—	—
為替差損	—	14,571	13,264	142,562
その他	5,572	8,801	4,624	49,699
	61,501	79,135	41,114	441,896
法人税等及び少数株主持分調整前 当期純利益	685,800	616,167	442,027	4,750,935
法人税等(注7)				
法人税、住民税及び事業税	496,852	488,262	322,993	3,471,550
法人税等調整額	(5,503)	(17,884)	2,133	22,925
	491,349	470,378	325,126	3,494,475
少数株主利益	21,205	726	9,691	104,160
当期純利益(注9)	¥ 173,246	¥ 145,063	¥107,210	\$ 1,152,300

連結財務諸表の注記を参照。

# 連結株主資本等変動計算書

国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社

2008年3月31日終了の連結会計年度

百万円

	2007年 3月31日残高	剰余金の 配当	当期純利益	自己株式の 取得	自己株式の 処分	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	2008年 3月31日残高
資本金	¥ 30,000	¥ —	¥ —	¥ —	¥ —	¥ —	¥ —	¥ 30,000
資本剰余金	418,491	—	—	—	3	—	3	418,494
利益剰余金	570,120	(24,750)	173,246	—	—	—	148,496	718,616
自己株式	(1,108)	—	—	(1,160)	53	—	(1,107)	(2,215)
株主資本合計	1,017,503	(24,750)	173,246	(1,160)	56	—	147,392	1,164,895
その他有価証券評価差額金	9,349	—	—	—	—	(16,817)	(16,817)	(7,468)
繰延ヘッジ損益	18	—	—	—	—	(14)	(14)	4
為替換算調整勘定	2,025	—	—	—	—	(2,085)	(2,085)	(60)
評価・換算差額等合計	11,392	—	—	—	—	(18,916)	(18,916)	(7,524)
少数株主持分	51,121	—	—	—	—	30,321	30,321	81,442
純資産合計	¥1,080,016	¥(24,750)	¥173,246	¥(1,160)	¥56	¥ 11,405	¥158,797	¥1,238,813

2009年3月31日終了の連結会計年度

百万円

	2008年 3月31日残高	剰余金の 配当	当期純利益	自己株式の 取得	自己株式の 処分	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	2009年 3月31日残高
資本金	¥ 30,000	¥ —	¥ —	¥ —	¥ —	¥ —	¥ —	¥ 30,000
資本剰余金	418,494	—	—	—	(16)	—	(16)	418,478
利益剰余金	718,616	(18,846)	145,063	—	—	—	126,217	844,833
自己株式	(2,215)	—	—	(3,563)	530	—	(3,033)	(5,248)
株主資本合計	1,164,895	(18,846)	145,063	(3,563)	514	—	123,168	1,288,063
その他有価証券評価差額金	(7,468)	—	—	—	—	650	650	(6,818)
繰延ヘッジ損益	4	—	—	—	—	(5)	(5)	(1)
為替換算調整勘定	(60)	—	—	—	—	(10,061)	(10,061)	(10,121)
評価・換算差額等合計	(7,524)	—	—	—	—	(9,416)	(9,416)	(16,940)
少数株主持分	81,442	—	—	—	—	9,496	9,496	90,938
純資産合計	¥1,238,813	¥(18,846)	¥145,063	¥(3,563)	¥514	¥ 80	¥123,248	¥1,362,061

2010年3月31日終了の連結会計年度

百万円

	2009年 3月31日残高	剰余金の配当	当期純利益	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	2010年 3月31日残高
資本金	¥ 30,000	¥ —	¥ —	¥ —	¥ —	¥ 30,000
資本剰余金	418,478	—	—	—	—	418,478
利益剰余金	844,833	(15,298)	107,210	—	91,912	936,745
自己株式	(5,248)	—	—	—	—	(5,248)
株主資本合計	1,288,063	(15,298)	107,210	—	91,912	1,379,975
その他有価証券評価差額金	(6,818)	—	—	19,169	19,169	12,351
繰延ヘッジ損益	(1)	—	—	1	1	—
為替換算調整勘定	(10,121)	—	—	5,295	5,295	(4,826)
評価・換算差額等合計	(16,940)	—	—	24,465	24,465	7,525
少数株主持分	90,938	—	—	12,165	12,165	103,103
純資産合計	¥1,362,061	¥(15,298)	¥107,210	¥36,630	¥128,542	¥1,490,603

千米ドル(注3)

	2009年 3月31日残高	剰余金の配当	当期純利益	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	2010年 3月31日残高
資本金	\$ 322,442	\$ —	\$ —	\$ —	\$ —	\$ 322,442
資本剰余金	4,497,829	—	—	—	—	4,497,829
利益剰余金	9,080,320	(164,424)	1,152,300	—	987,876	10,068,196
自己株式	(56,406)	—	—	—	—	(56,406)
株主資本合計	13,844,185	(164,424)	1,152,300	—	987,876	14,832,061
その他有価証券評価差額金	(73,280)	—	—	206,029	206,029	132,749
繰延ヘッジ損益	(11)	—	—	11	11	—
為替換算調整勘定	(108,781)	—	—	56,911	56,911	(51,870)
評価・換算差額等合計	(182,072)	—	—	262,951	262,951	80,879
少数株主持分	977,408	—	—	130,750	130,750	1,108,158
純資産合計	\$14,639,521	\$(164,424)	\$1,152,300	\$393,701	\$1,381,577	\$16,021,098

連結財務諸表の注記を参照。

# 連結キャッシュ・フロー計算書

国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社

2008年、2009年及び2010年3月31日終了の連結会計年度

	百万円			千米ドル(注3)
	2008	2009	2010	2010
<b>営業活動によるキャッシュ・フロー</b>				
法人税等及び少数株主持分調整前当期純利益	¥ 685,800	¥ 616,167	¥ 442,027	\$ 4,750,935
減価償却費	36,181	42,967	40,354	433,727
のれん償却額	6,617	6,760	6,759	72,646
生産物回収勘定引当金の増加額(減少額)	21,207	20,310	7,431	79,869
探鉱事業引当金の増加額(減少額)	3,937	(2,320)	7,361	79,117
退職給付引当金の増加額(減少額)	276	(97)	(902)	(9,695)
廃鉱費用引当金の増加額(減少額)	815	1,598	60	645
その他の引当金の増加額(減少額)	(2,377)	3,468	4,484	48,194
受取利息及び受取配当金	(16,424)	(21,874)	(13,830)	(148,646)
支払利息	10,888	3,934	1,275	13,704
為替差損(益)	1,036	10,087	2,380	25,580
持分法による投資損失(利益)	(1,765)	(947)	1,920	20,636
投資有価証券売却損(益)	15	(81)	—	—
投資有価証券評価損	21,350	31,799	—	—
売上債権の減少額(増加額)	(39,393)	44,200	(14,639)	(157,341)
生産物回収勘定(資本支出)の回収額	92,147	45,725	45,653	490,682
生産物回収勘定(非資本支出)の増加額	(26,052)	(27,020)	(14,996)	(161,178)
たな卸資産の減少額(増加額)	(2,275)	2,348	5,844	62,812
仕入債務の増加額(減少額)	481	(9,825)	4,719	50,720
未収入金の減少額(増加額)	(16,986)	27,558	(9,671)	(103,944)
未払金の増加額(減少額)	21,809	(47,813)	13,670	146,926
前受金の増加額(減少額)	10,352	4,229	(1,120)	(12,038)
その他	7,156	(6,489)	3,357	36,082
小計	814,795	744,684	532,136	5,719,433
利息及び配当金の受取額	17,515	21,258	16,170	173,796
利息の支払額	(11,508)	(4,801)	(1,734)	(18,637)
法人税等の支払額	(456,807)	(530,789)	(305,199)	(3,280,299)
営業活動によるキャッシュ・フロー	363,995	230,352	241,373	2,594,293
<b>投資活動によるキャッシュ・フロー</b>				
定期預金の預入による支出	(2,765)	(6,464)	(9,925)	(106,675)
定期預金の払戻による収入	18,997	4,498	8,430	90,606
有価証券の取得による支出	(39,949)	(19,082)	—	—
有価証券の売却による収入	51,495	111,451	101,321	1,089,005
有形固定資産の取得による支出	(59,465)	(88,611)	(87,549)	(940,982)
有形固定資産の売却による収入	183	246	86	924
無形固定資産の取得による支出	(2,012)	(2,865)	(991)	(10,651)
投資有価証券の取得による支出	(112,378)	(137,447)	(156,264)	(1,679,536)
投資有価証券の売却による収入	105	16,531	—	—
生産物回収勘定(資本支出)の支出	(131,060)	(108,294)	(91,650)	(985,060)
短期貸付金の減少額(増加額)	10,534	71	77	828
長期貸付けによる支出	(7,453)	(5,896)	(7,521)	(80,836)
長期貸付金の回収による収入	527	762	34	365
権益取得による支出	(15,887)	—	—	—
権益譲渡による収入	27,891	—	—	—
その他	(530)	(5,068)	(7,860)	(84,480)
投資活動によるキャッシュ・フロー	(261,767)	(240,168)	(251,812)	(2,706,492)
<b>財務活動によるキャッシュ・フロー</b>				
短期借入金の純増加額(減少額)	(50)	20,934	(20,121)	(216,262)
長期借入れによる収入	40,785	12,041	108,063	1,161,468
長期借入金の返済による支出	(67,745)	(66,365)	(5,284)	(56,793)
少数株主からの払込みによる収入	8,344	9,370	4,704	50,559
自己株式の取得による支出	(1,105)	(3,049)	—	—
配当金の支払額	(24,719)	(18,833)	(15,306)	(164,510)
少数株主への配当金の支払額	(737)	(82)	(2,973)	(31,954)
移転交付金の支払額	(1)	—	—	—
その他	—	(106)	(146)	(1,569)
財務活動によるキャッシュ・フロー	(45,228)	(46,090)	68,937	740,939
現金及び現金同等物に係る換算差額	(24,147)	(3,519)	(4,948)	(53,181)
現金及び現金同等物の増加額(減少額)	32,853	(59,425)	53,550	575,559
現金及び現金同等物の期首残高	189,417	222,270	162,845	1,750,269
現金及び現金同等物の期末残高	¥ 222,270	¥ 162,845	¥ 216,395	\$ 2,325,828

連結財務諸表の注記を参照。



# 連結財務諸表の注記

国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社

## 1. 作成の基礎

国際石油開発帝石株式会社（以下、「当社」といいます。）は原油・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。

2008年3月31日終了の連結会計年度以前は、海外子会社はそれぞれの所在国の会計原則に従って会計帳簿を保持しておりましたが、注記2.(u)に記載のとおり、2009年3月31日終了の連結会計年度より、「連結財務諸表作成における在外子会社の会計処理に関する当面の取扱い」（実務対応報告

第18号 平成18年5月17日）を適用しております。新しい会計基準では、在外子会社の財務諸表が国際財務報告基準または米国会計基準に準拠して作成されている場合には、連結決算手続上利用することができます。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（それは国際財務報告基準または米国会計基準とは重要な不一致がある場合がある）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。

## 2. 重要な会計方針の要約

### (a) 連結の基本方針及び関連会社投資の会計処理

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

決算日が連結決算日と異なる連結子会社のうち、サウル石油㈱、インペックスマセラアラフラ海石油㈱等35社は決算日が12月31日であり、決算日現在の財務諸表を使用しております。ただし、連結決算日との間に生じた重要な取引については、連結上必要な調整を行っております。また、ジャパン石油開発㈱、帝石コンゴ石油㈱、インペックス南西カスピ海石油㈱、インペックス北カスピ海石油㈱等10社は、決算日が12月31日ですが、連結決算日現在で決算を行っております。

2008年3月31日終了の連結会計年度より、インペックス西豪州ブラウズ石油㈱について、重要性が増したため、連結決算日現在で決算を行う方法に変更しております。なお、2008年3月31日終了の連結会計年度は、2007年1月1日から2008年3月31日までの15ヶ月決算となっております。これによる損益への影響は軽微であります。

2010年3月31日終了の連結会計年度より、帝石不動産㈱について、決算期を12月31日から3月31日に変更しております。この決算期の変更により当連結会計年度は、2009年1月1日から2010年3月31日までの15ヶ月決算となっております。これによる損益への影響は軽微であります。

子会社及び持分法適用会社への投資の取得原価と公正価値による純資産額との差額はのれんとして、20年を超えない期間にわたって均等償却されております。

### (b) 現金同等物

取得日から3ヶ月以内に償還期限の到来する流動性の高いすべての投資を現金同等物とみなしております。

### (c) 外貨換算

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

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

### (d) 有価証券

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

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

#### (e) 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。

#### (f) 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。

#### (g) 生産物回収勘定及び生産物回収勘定引当金

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

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

#### (h) 探鉱投資引当金

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

#### (i) 探鉱事業引当金

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

#### (j) 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。

#### (k) 有形固定資産（リース資産を除く）

海外の鉱業用資産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となっております。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。

#### (l) 無形固定資産（リース資産を除く）

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

鉱業権の償却は、主として生産高比例法によっております。

その他の無形固定資産は主として定額法によって償却しております。

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

#### (m) 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を採用しております。

#### (n) 退職給付引当金

従業員の退職給付に備えるため、当連結会計年度末における退職給付債務及び年金資産の見込額に基づき計上しております。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。

数理計算上の差異は、発生年度に全額を費用処理しております。

#### (o) 廃鉱費用引当金

今後発生する廃鉱費用に備えるため、廃鉱計画に基づき、必要と認められる金額を計上しております。

#### (p) 開発事業損失引当金

石油・天然ガスの開発事業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。

#### (q) 特別修繕引当金

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

**(r) ヘッジ会計**

金利スワップについて特例処理を採用しております。また、デリバティブ取引の限度額を実需の範囲とする方針であり、投機目的によるデリバティブ取引は行わないこととしております。

**(s) 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。

**(t) 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。

**(u) 新たな会計基準の適用**

2009年3月31日終了の連結会計年度より、「連結財務諸表作成における在外子会社の会計処理に関する当面の取扱い」(実務対応報告第18号 平成18年5月17日)を適用しております。これによる損益への影響はありません。

所有権移転外ファイナンス・リース取引については、従来、賃貸借取引に係る方法に準じた会計処理によっておりました

が、2009年3月31日終了の連結会計年度より「リース取引に関する会計基準」(企業会計基準第13号(平成5年6月17日(企業会計審議会第一部会)、平成19年3月30日改正))及び「リース取引に関する会計基準の適用指針」(企業会計基準適用指針第16号(平成6年1月18日(日本公認会計士協会 会計制度委員会)、平成19年3月30日改正))を適用し、通常の売買取引に係る方法に準じた会計処理によっております。これによる損益への影響は軽微であります。

2009年3月31日終了の連結会計年度より、「棚卸資産の評価に関する会計基準」(企業会計基準第9号 平成18年7月5日公表分)を適用しております。これによる損益への影響は軽微であります。

2009年3月31日終了の連結会計年度より、「関連当事者の開示に関する会計基準」(企業会計基準第11号 平成18年10月17日)及び「関連当事者の開示に関する会計基準の適用指針」(企業会計基準適用指針第13号 平成18年10月17日)を適用しております。

2010年3月31日終了の連結会計年度より、「金融商品に関する会計基準」(企業会計基準第10号 平成20年3月10日)及び「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 平成20年3月10日)を適用しております。

**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、2010年3月31日の換算レートである1米ドル93円04銭で計算しております。これらの金額の記載は、円金額がこのレートあるいは

ほかのレートで米ドルに換金、実現あるいは決済された、またはされうるということを意味しているものではありません。

## 4. 金融商品の状況に関する事項

### (a) 金融商品に対する取組方針

当社グループは、石油・天然ガス開発資金及びパイプライン・LNG受入基地等建設資金を、手許資金及び銀行借入により調達することを基本方針としております。現在、開発資金借入については国際協力銀行及び市中銀行からの協調融資を受けており、協調融資に関しては、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、国内のパイプライン・LNG受入基地等建設資金については、日本政策投資銀行及び市中銀行からの融資を受けております。借入金は変動金利を基本としておりますが、個別プロジェクトの状況に合わせて、固定金利の借入も行っております。

当社グループは、資金運用については、安全性・流動性に十分配慮し、預金や国債を中心に運用を行っております。デリバティブは、後述するリスクを回避するために利用しており、投機的な取引は行わない方針であります。

### (b) 金融商品の内容及びそのリスク並びにリスク管理体制

#### (営業債権等にかかる信用リスク)

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

#### (有価証券にかかる市場価格変動リスク)

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

#### (借入金にかかる金利変動リスク)

借入金は主に石油・天然ガス開発資金及び国内のパイプライン・LNG受入基地等建設資金に係る資金調達であり、借入期間は対象事業の資金見通し及び対象設備の償却期間等を勘案して決定しております。変動金利の借入金は、金利の変動リスクに晒されていますが、上述の取組方針に沿った借入を行っております。なお、上述の固定金利の借入には金利スワップ取引の特例処理による支払利息の固定化が含まれております。

#### (外貨建資産・負債にかかる為替変動リスク)

当社グループの事業地域の多くは海外であるため、現預金及び売掛債権等の外貨建資産や、海外プロジェクトの必要資金の借入等の外貨建負債を多額に保有していることから、為替変動リスクに晒されております。外貨建資産・負債の期末円換算により、円高時には外貨建資産で為替差損、外貨建負債で為替差益が生じる一方、円安時には外貨建資産で為替差益、外貨建負債で為替差損が生じることから、外貨建資産・負債のバランスを取ることで、為替差損益は相殺されます。現在、当社グループでは、為替相場が円高に進行した際に為替差損が発生する状況にあることから、手許外貨預金の保有高が過大にならないように円転を行うとともに、発生が見込まれる外貨売買に関しては、社内方針に基づき、必要に応じて一部先物為替予約を利用したヘッジ取引を行っております。

#### (デリバティブ取引の管理)

上記の金利スワップ取引及び為替先物予約等のデリバティブ取引の執行管理については、デリバティブ取引管理要領に従って行っており、また、デリバティブの利用にあたっては、信用リスクを軽減するために、格付の高い金融機関との取引に限っております。

#### (資金調達に係る流動性リスクの管理)

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



## 5. 有価証券

(a) 2009年3月31日現在のその他有価証券で時価のあるものは以下の通りとなっております。

2009年3月31日現在	百万円		
	取得原価	連結貸借対照表計上額	未実現(損)益
連結貸借対照表計上額が取得原価を超えるもの:			
株式	¥ 431	¥ 507	¥ 76
債券			
国債・地方債等	279,599	281,760	2,161
その他	68	75	7
小計	280,098	282,342	2,244
連結貸借対照表計上額が取得原価を超えないもの:			
株式	55,298	49,466	(5,832)
債券			
国債・地方債等	43,723	40,883	(2,840)
その他	417	355	(62)
その他	5,857	5,857	—
小計	105,295	96,561	(8,734)
合計	¥385,393	¥378,903	¥(6,490)

2010年3月31日現在のその他有価証券は以下の通りとなっております。

2010年3月31日現在	百万円			千米ドル		
	取得原価	連結貸借対照表計上額	未実現(損)益	取得原価	連結貸借対照表計上額	未実現(損)益
連結貸借対照表計上額が取得原価を超えるもの:						
株式	¥ 28,825	¥ 43,779	¥14,954	\$ 309,813	\$ 470,540	\$160,727
債券						
国債・地方債等	266,324	267,953	1,629	2,862,468	2,879,976	17,508
その他	6,733	8,722	1,989	72,366	93,744	21,378
小計	301,882	320,454	18,572	3,244,647	3,444,260	199,613
連結貸借対照表計上額が取得原価を超えないもの:						
株式	26,873	22,396	(4,477)	288,833	240,714	(48,119)
債券						
国債・地方債等	103,007	101,423	(1,584)	1,107,126	1,090,101	(17,025)
その他	40	37	(3)	430	398	(32)
小計	129,920	123,856	(6,064)	1,396,389	1,331,213	(65,176)
合計	¥431,802	¥444,310	¥12,508	\$4,641,036	\$4,775,473	\$134,437

(b) 2008年、2009年及び2010年3月31日終了の連結会計年度に売却したその他有価証券は以下の通りとなっております。

3月31日終了の連結会計年度	百万円	
	2008	2009
売却額	¥51,580	¥127,974
売却益の総額	—	107
売却損の総額	¥ 16	¥ —

2010年3月31日終了の連結会計年度	百万円			千米ドル		
	売却額	売却益の総額	売却損の総額	売却額	売却益の総額	売却損の総額
債券						
国債・地方債など	¥101,000	¥—	¥—	\$1,085,555	\$—	\$—
その他	321	—	—	3,450	—	—
合計	¥101,321	¥—	¥—	\$1,089,005	\$—	\$—

(c) 2009年3月31日現在の時価評価されていない有価証券は以下の通りとなっております。

3月31日現在	百万円
3月31日現在	2009
その他有価証券:	
非上場株式(注)	¥28,176
合計	¥28,176

(注) 非上場株式のうち資源探鉱投資法人等の株式については投資先各社の資産状態を検討の上、探鉱投資引当金を計上しております。

2010年3月31日現在の時価を算定することが極めて困難と認められる有価証券は以下の通りとなっております。

3月31日現在	百万円	千米ドル
	2010	2010
その他有価証券:		
非上場株式	¥30,623	\$329,138
優先出資証券	5,000	53,740
関係会社株式	36,714	394,605
合計	¥72,337	\$777,483

これらについては、市場価格がなく、かつ、将来キャッシュ・フローを見積るには過大なコストを要すると見込まれます。したがって、時価を把握することが極めて困難と認められるものであるため、(a)の表には含めておりません。なお、非上場株式及び関係会社株式のうち資源探鉱投資法人等の株式については投資先各社の資産状態を検討の上、探鉱投資引当金を計上しております。

(d) 2010年3月31日現在のその他有価証券のうち満期があるものの今後の償還予定額は以下の通りとなっております。

2010年3月31日現在	百万円				千米ドル			
	1年以内	1年超 5年以内	5年超 10年以内	10年超	1年以内	1年超 5年以内	5年超 10年以内	10年超
債券								
国債・地方債等	¥112,000	¥210,500	¥37,000	¥6,500	\$1,203,783	\$2,262,468	\$397,678	\$69,862
その他	—	45	—	—	—	483	—	—
合計	¥112,000	¥210,545	¥37,000	¥6,500	\$1,203,783	\$2,262,951	\$397,678	\$69,862

## 6. 借入金

2009年及び2010年3月31日現在の短期借入金は以下の通りとなっております。

3月31日現在	百万円	千米ドル
	2009	2010
銀行等からの借入金		
(2009年3月31日現在の利率は1.325%から2.150% 2010年3月31日現在の利率は1.215%から1.325%)	¥22,782	¥160
合計	¥22,782	¥160

2009年及び2010年3月31日現在の長期借入金は以下の通りとなっております。

3月31日現在	百万円		千米ドル
	2009	2010	2010
返済期限（最長）2024年の銀行等からの借入金 （2009年3月31日現在の利率は1.100%から3.240% 2010年3月31日現在の利率は0.473%から2.700%）	¥141,464	¥240,223	\$2,581,933
うち、1年以内返済予定の長期借入金	5,034	4,712	50,645
	¥136,430	¥235,511	\$2,531,288

2009年及び2010年3月31日現在の長期借入金及び保証債務の担保に供した資産は以下の通りとなっております。

3月31日現在	百万円		千米ドル
	2009	2010	2010
建物及び構築物	¥ 2,615	¥ 2,240	\$ 24,076
坑井	6,919	3,445	37,027
機械装置及び運搬具	9,391	9,512	102,236
土地	1,826	660	7,094
投資有価証券	7,861	9,385	100,870
その他	—	246	2,644
合計	¥28,612	¥25,488	\$273,947

上記の担保資産を対応する債務の種類別に分類すると次の通りとなっております。

3月31日現在	百万円		千米ドル
	2009	2010	2010
短期借入金	¥ 145	¥ 2,130	\$ 22,893
未払金	5,264	5,497	59,082
長期借入金	11,500	6,153	66,133
その他	17	17	183
合計	¥16,926	¥13,797	\$148,291

また、上記以外にBTCパイプラインプロジェクトファイナンスに対し、担保に供しているものは次のとおりであります。

投資有価証券：

2009年3月31日現在：5,508百万円

2010年3月31日現在：5,572百万円（59,888千米ドル）

長期借入金の2010年3月31日後1年ごとの返済予定額の総額は以下の通りとなっております。

3月31日終了の連結会計年度	百万円	千米ドル
2011年	¥ 4,712	\$ 50,645
2012年	4,279	45,991
2013年	4,258	45,765
2014年	3,753	40,338
2015年	3,604	38,736
2016年以降	219,617	2,360,458
合計	¥240,223	\$2,581,933

## 7. 法人税等

当社及び連結子会社は利益に対して法人税等の税金を課せられており、法定実効税率は2008年3月31日終了の連結会計年度で40.7%、2009年3月31日終了の連結会計年度で36.2%、2010年3月31日終了の連結会計年度で36.2%となっております。

2008年、2009年及び2010年3月31日終了の連結会計年度における連結損益計算書の法人税等の負担率と法定実効税率の差異の原因及び項目別の内訳は以下の通りとなっております。

3月31日終了の連結会計年度	2008	2009	2010
法定実効税率	40.7%	36.2%	36.2%
(調整)			
受取配当金等永久に益金に算入されない項目	(0.7)	(1.4)	(1.5)
評価性引当額	0.2	2.6	0.7
外国税	70.5	75.6	69.9
外国税額控除	(19.1)	(18.4)	(20.1)
損金算入外国税額の調整	(11.3)	(18.1)	(14.2)
繰越欠損金の当期使用額	(0.9)	—	(1.8)
持分法投資損益	(0.1)	(0.1)	0.2
のれん償却額	0.4	0.4	0.6
連結子会社との法定実効税率差異	(4.7)	—	—
本邦税効果適用税率差異	(4.2)	—	2.8
その他	0.8	(0.5)	0.8
税効果会計適用後の法人税等負担率	71.6%	76.3%	73.6%



2009年及び2010年3月31日現在の繰延税金資産及び繰延税金負債の発生の主な原因別の内訳は以下の通りとなっております。

3月31日現在	百万円		千米ドル
	2009	2010	2010
<b>繰延税金資産</b>			
関係会社への投資	¥ 57,315	¥ 62,493	\$ 671,679
土地評価損	4,839	4,854	52,171
投資有価証券評価損	11,726	11,348	121,969
生産物回収勘定(外国税)	6,379	4,389	47,173
探鉱投資引当金	5,236	6,721	72,238
未払外国税	19,063	21,846	234,802
税務上の繰越欠損金	19,112	12,964	139,338
減価償却費償却超過額	22,950	24,787	266,412
退職給付引当金	3,092	2,773	29,804
外貨建債権債務評価差額	597	111	1,193
廃鉱費用引当金	2,937	3,912	42,047
探鉱費	—	5,781	62,135
その他	8,200	10,438	112,188
繰延税金資産小計	161,446	172,417	1,853,149
評価性引当額	(128,233)	(138,382)	(1,487,339)
繰延税金資産合計	33,213	34,035	365,810
<b>繰延税金負債:</b>			
外国税	9,853	7,558	81,234
海外投資等損失準備金	6,950	7,098	76,290
パーチェス法適用に伴う時価評価差額等	3,884	2,894	31,105
探鉱準備金	757	4,499	48,355
その他有価証券評価差額金	66	390	4,192
外貨建債権債務評価差額	7,540	8,801	94,594
その他	2,339	2,788	29,965
繰延税金負債合計	31,389	34,028	365,735
繰延税金資産(負債)の純額	¥ 1,824	¥ 7	\$ 75

## 8. 純資産

2010年3月31日現在、当社の発行済株式総数は普通株式2,358,409株、甲種類株式1株であります。甲種類株式は当社株主総会において議決権を有しませんが、甲種類株主は以下の一定の重要事項について、拒否権を有しております（ただし、取締役の選任または解任、重要な資産の処分、統合の拒否権の行使については定款に定める要件を充足する必要があります）。

- 取締役の選任または解任
- 重要な資産の処分
- 当会社の目的及び当会社普通株式以外の株式への議決権の付与に関する定款変更
- 統合
- 資本の額の減少
- 解散

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

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

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。

## 9.1 株当たり情報

3月31日終了の連結会計年度	円			米ドル
	2008	2009	2010	2010
当期純利益	¥ 73,510.14	¥ 61,601.60	¥ 45,553.56	\$ 489.61
現金配当	7,500.00	8,000.00	5,500.00	59.11
純資産	¥491,168.09	¥540,100.10	¥589,548.88	\$6,336.51

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

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

## 10. デリバティブ取引

### デリバティブ取引の時価

2009年3月31日現在のデリバティブ取引は、全てヘッジ会計が適用されているため、記載対象から除いております。

2010年3月31日現在のデリバティブ取引は、金利スワップの特例処理によるもので全てヘッジ会計が適用されており、ヘッジ対象とされている長期借入金と一体として処理されているため、その時価は注記11.(a)の長期借入金に含めて記載しております。

## 11. その他の金融商品

(a) 2010年3月31日現在の注記5.(a)に記載の有価証券及び投資有価証券及び注記10に記載のデリバティブ取引以外のその他の金融商品の連結貸借対照表計上額及び時

価については次の通りであります。なお、現金及び現金同等物、受取手形及び売掛金は時価が連結貸借対照表計上額に等しいことから下記表には記載しておりません。

2010年3月31日現在	百万円		千米ドル	
	連結貸借対照表計上額	時価	連結貸借対照表計上額	時価
短期借入金及び1年以内返済予定の長期借入金	¥ 4,872	¥ 4,935	\$ 52,365	\$ 53,042
長期借入金	¥235,511	¥237,024	\$2,531,288	\$2,547,550

(b) その他の金融商品の時価の算定方法は以下の通りとなっております。

### 短期借入金及び1年以内返済予定の長期借入金

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

### 長期借入金

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

## 12. 研究開発費

販売費及び一般管理費に含まれている研究開発費は、2008年3月31日終了の連結会計年度が2,229百万円、2009年3月31日終了の連結会計年度が643百万円、2010年3月31

日終了の連結会計年度が470百万円（5,052千米ドル）となっております。

## 13. 退職給付制度

### 1. 退職給付債務に関する事項

3月31日現在	百万円		千米ドル
	2009	2010	2010
退職給付債務	¥(15,231)	¥(15,379)	\$(165,295)
年金資産	6,685	7,793	83,760
未積立退職給付債務	(8,546)	(7,586)	(81,535)
未認識数理計算上の差異	—	—	—
退職給付引当金	¥ (8,546)	¥ (7,586)	\$ (81,535)

### 2. 退職給付費用に関する事項

3月31日終了の連結会計年度	百万円			千米ドル
	2008	2009	2010	2010
勤務費用	¥ 846	¥1,001	¥803	\$ 8,631
利息費用	274	282	284	3,053
期待運用収益	(108)	(86)	(33)	(355)
数理計算上の差異の費用処理額	153	462	(310)	(3,332)
退職給付費用	¥1,165	¥1,659	¥744	\$ 7,997

2009年3月31日終了の連結会計年度において、上記退職給付費用以外に、当社の合併による消滅会社の制度から新たな制度への移行に伴い、過去勤務債務の処理額644百万円をその他収益（その他）として計上しております。

### 3. 退職給付債務等の計算の基礎に関する事項

3月31日終了の連結会計年度	2008	2009	2010
割引率	2.0%	2.0%	2.0%
期待運用収益	1.5%	0.5%	0.5%
数理計算上の差異の処理年数	発生年度に 全額費用処理	発生年度に 全額費用処理	発生年度に 全額費用処理
過去勤務債務の処理年数	—	発生年度に 全額処理	—

## 14. のれん

2008年、2009年及び2010年3月31日終了の連結会計年度におけるのれんの計上額、償却額及び残高は以下の通りです。

3月31日終了の連結会計年度	百万円			千米ドル
	2008	2009	2010	2010
期首残高	¥132,106	¥121,644	¥114,884	\$1,234,781
のれん計上額	(3,845)	—	(2)	(22)
のれん償却額	(6,617)	(6,760)	(6,759)	(72,646)
期末残高	¥121,644	¥114,884	¥108,123	\$1,162,113

2008年3月31日終了の連結会計年度中に獲得された負ののれんは連結子会社ガスグアリコが契約改定に伴い前の操業会社から現物出資により資産を受け入れたことによって獲得された負ののれんによるものです。

## 15. リース取引

2010年3月31日終了の連結会計年度におけるオペレーティング・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。

3月31日終了の連結会計年度	百万円	千米ドル
2011年	¥ 2,077	\$ 22,324
2012年以降	8,012	86,113
合計	¥10,089	\$108,437

## 16. 偶発債務

当社及び連結子会社は2010年3月31日現在、関連会社等の負債31,502百万円（338,586千米ドル）に対し、債務保証を行っております。



## 17. セグメント情報

### 事業の種類別セグメント情報

当社及び連結子会社は全セグメントの売上高の合計、営業利益、及び全セグメントの資産の合計金額に占める石油・天然ガス関連事業の割合が、いずれも90%を超えているため、事業の種類別セグメント情報の記載を省略しております。

### 所在地別セグメント情報

2008年、2009年及び2010年3月31日終了の連結会計年度の地域別セグメント情報は以下の通りとなっております。

2008年3月31日終了の 連結会計年度	百万円							
	日本	アジア・ オセアニア (a)	ユーラシア (欧州・NIS諸国) (b)	中東・ アフリカ (c)	米州 (d)	計	消去等	連結
外部売上高	¥ 93,882	¥452,542	¥183,879	¥464,523	¥ 8,139	¥1,202,965	¥ —	¥1,202,965
売上高合計	93,882	452,542	183,879	464,523	8,139	1,202,965	—	1,202,965
営業費用	61,950	165,837	97,843	140,492	16,101	482,223	6,531	488,754
営業利益 (損失)	31,932	286,705	86,036	324,031	(7,962)	720,742	(6,531)	714,211
資産	¥212,306	¥360,298	¥363,184	¥299,563	¥60,656	¥1,296,007	¥511,894	¥1,807,901

(a) アジア・オセアニア: インドネシア、オーストラリア、東チモール、ベトナム

(b) ユーラシア (欧州・NIS諸国): アゼルバイジャン、カザフスタン、イギリス

(c) 中東・アフリカ: アラブ首長国連邦、コンゴ民主共和国、イラン、リビア、エジプト、アルジェリア、アンゴラ

(d) 米州: ベネズエラ、エクアドル、アメリカ合衆国、カナダ、スリナム

2009年3月31日終了の 連結会計年度	百万円							
	日本	アジア・ オセアニア (a)	ユーラシア (欧州・NIS諸国) (b)	中東・ アフリカ (c)	米州 (d)	計	消去等	連結
外部売上高	¥ 93,423	¥435,824	¥ 73,688	¥463,151	¥10,079	¥1,076,165	¥ —	¥1,076,165
売上高合計	93,423	435,824	73,688	463,151	10,079	1,076,165	—	1,076,165
営業費用	59,540	150,416	39,223	144,460	11,419	405,058	7,840	412,898
営業利益 (損失)	33,883	285,408	34,465	318,691	(1,340)	671,107	(7,840)	663,267
資産	¥208,326	¥409,558	¥365,914	¥189,270	¥85,169	¥1,258,237	¥509,808	¥1,768,045

(a) アジア・オセアニア: インドネシア、オーストラリア、東チモール、ベトナム

(b) ユーラシア (欧州・NIS諸国): アゼルバイジャン、カザフスタン、イギリス

(c) 中東・アフリカ: アラブ首長国連邦、コンゴ民主共和国、イラン、リビア、エジプト、アルジェリア、アンゴラ

(d) 米州: ベネズエラ、エクアドル、アメリカ合衆国、カナダ、スリナム、ブラジル

2010年3月31日終了の 連結会計年度	百万円							
	日本	アジア・ オセアニア (a)	ユーラシア (欧州・NIS諸国) (b)	中東・ アフリカ (c)	米州 (d)	計	消去等	連結
外部売上高	¥ 93,959	¥352,383	¥ 73,574	¥303,819	¥16,692	¥ 840,427	¥ —	¥ 840,427
売上高合計	93,959	352,383	73,574	303,819	16,692	840,427	—	840,427
営業費用	61,404	161,313	33,805	98,247	15,664	370,433	8,326	378,759
営業利益	32,555	191,070	39,769	205,572	1,028	469,994	(8,326)	461,668
資産	¥240,879	¥451,167	¥446,849	¥229,843	¥85,242	¥1,453,980	¥559,798	¥2,013,778

2010年3月31日終了の 連結会計年度	千米ドル							連結
	日本	アジア・ オセアニア (a)	ユーラシア (欧州・NIS 諸国) (b)	中東・ アフリカ (c)	米州 (d)	計	消去等	
外部売上高	\$1,009,877	\$3,787,436	\$ 790,778	\$3,265,466	\$179,407	\$ 9,032,964	\$ —	\$ 9,032,964
売上高合計	1,009,877	3,787,436	790,778	3,265,466	179,407	9,032,964	—	9,032,964
営業費用	659,974	1,733,803	363,338	1,055,965	168,358	3,981,438	89,488	4,070,926
営業利益	349,903	2,053,633	427,440	2,209,501	11,049	5,051,526	(89,488)	4,962,038
資産	\$2,588,983	\$4,849,172	\$4,802,762	\$2,470,368	\$916,187	\$15,627,472	\$6,016,746	\$21,644,218

(a) アジア・オセアニア: インドネシア、オーストラリア、東チモール、ベトナム

(b) ユーラシア (欧州・NIS 諸国): アゼルバイジャン、カザフスタン、イギリス

(c) 中東・アフリカ: アラブ首長国連邦、コンゴ民主共和国、イラン、リビア、エジプト、アルジェリア、アンゴラ

(d) 米州: ベネズエラ、エクアドル、アメリカ合衆国、カナダ、スリナム、ブラジル

所在地別セグメントは、鉱区所在地を基準に各社のセグメンテーションをしております。

### 海外売上高

2008年、2009年及び2010年3月31日終了の連結会計年度の海外売上高 (海外子会社による本邦以外の国または地域向け売上高を含む) の概要は以下の通りとなっております。

2008年3月31日終了の連結会計年度	百万円		計
	アジア・ オセアニア (a)	その他の 地域 (b)	
海外売上高	¥381,147	¥84,470	¥ 465,617
連結売上高			1,202,965
連結売上高に占める海外売上高の 割合	31.7%	7.0%	38.7%

(a) アジア・オセアニア: 韓国、台湾、インドネシア、シンガポール、タイ、中国、フィリピン、オーストラリア

(b) その他の地域: アメリカ合衆国、イタリア

2009年3月31日終了の連結会計年度	百万円		計
	アジア・ オセアニア (a)	その他の 地域 (b)	
海外売上高	¥371,102	¥46,281	¥ 417,383
連結売上高			1,076,165
連結売上高に占める海外売上高の 割合	34.5%	4.3%	38.8%

(a) アジア・オセアニア: 韓国、台湾、インドネシア、シンガポール、タイ、中国、フィリピン、オーストラリア

(b) その他の地域: アメリカ合衆国

2010年3月31日終了の連結会計年度	百万円			千米ドル		
	アジア・ オセアニア (a)	その他の 地域 (b)	計	アジア・ オセアニア (a)	その他の 地域 (b)	計
海外売上高	¥271,231	¥53,425	¥324,656	\$2,915,209	\$574,215	\$3,489,424
連結売上高			840,427			9,032,964
連結売上高に占める海外売上高の 割合	32.3%	6.3%	38.6%	32.3%	6.3%	38.6%

(a) アジア・オセアニア: 韓国、台湾、インドネシア、シンガポール、タイ、フィリピン、オーストラリア

(b) その他の地域: アメリカ合衆国、イタリア

## 18. 関連当事者との取引

2008年3月31日終了の連結会計年度における関連当事者との取引はありません。

2009年3月31日終了の連結会計年度における関連当事者との取引は以下の通りです。

### 関連会社との取引

会社の名称	所在地	資本金 (千ユーロ)	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 (百万円)
MI Berau B.V.	オランダ王国 アムステルダム市	€656,279	インドネシア共和国 西パプア州ベラウ鋳 区及びタンゲー LNG プロジェクトにおける 天然ガスの探鉱・開発	直接 44.00%	役員の兼任、 出資	債務保証 (米ドル貨建) (注)	¥20,380

(注) 債務保証は開発事業資金として金融機関からの融資に対して保証したものであり、取引金額は2009年3月31日現在の保証残高であります。

2010年3月31日終了の連結会計年度における関連当事者との取引は以下の通りです。


### 関連会社との取引

会社の名称	所在地	資本金 (千ユーロ)	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 (百万円)
MI Berau B.V.	オランダ王国 アムステルダム市	€656,279	インドネシア共和国 西パプア州ベラウ鋳 区及びタンゲー LNG プロジェクトにおける 天然ガスの探鉱・開 発・生産・販売	直接 44.00%	役員の兼任、 出資	債務保証 (米ドル貨建) (注)	¥22,459 (千米ドル) \$241,397

(注) 債務保証は開発事業資金として金融機関からの融資に対して保証したものであり、取引金額は2010年3月31日現在の保証残高であります。

## 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。

	<p>Ernst &amp; Young ShinNihon LLC Hibiya Kokusai Bldg, 2-2-3, Uchisaiwai-cho, Chiyoda-ku, Tokyo, Japan 100-0011</p> <p>Tel: +81 3 3503 1100 Fax: +81 3 3503 1197</p>
<p>The Board of Directors INPEX CORPORATION</p> <p>We have audited the accompanying consolidated balance sheets of INPEX CORPORATION and consolidated subsidiaries as of March 31, 2010 and 2009, and the related consolidated statements of income, changes in net assets, and cash flows for each of the three years in the period ended March 31, 2010, all expressed in yen. These financial statements are the responsibility of the Company's management. Our responsibility is to express an opinion on these financial statements based on our audits.</p> <p>We conducted our audits in accordance with auditing standards generally accepted in Japan. Those standards require that we plan and perform the audit to obtain reasonable assurance about whether the financial statements are free of material misstatement. An audit includes examining, on a test basis, evidence supporting the amounts and disclosures in the financial statements. An audit also includes assessing the accounting principles used and significant estimates made by management, as well as evaluating the overall financial statement presentation. We believe that our audits provide a reasonable basis for our opinion.</p> <p>In our opinion, the financial statements referred to above present fairly, in all material respects, the consolidated financial position of INPEX CORPORATION and consolidated subsidiaries at March 31, 2010 and 2009, and the consolidated results of their operations and their cash flows for each of the three years in the period ended March 31, 2010 in conformity with accounting principles generally accepted in Japan.</p> <p>The U.S. dollar amounts in the accompanying consolidated financial statements with respect to the year ended March 31, 2010 are presented solely for convenience. Our audit also included the translation of yen amounts into U.S. dollar amounts and, in our opinion, such translation has been made on the basis described in Note 3.</p> <p>June 23, 2010</p> <p style="text-align: right;"><i>Ernst &amp; Young ShinNihon LLC</i></p>	

我々は、添付の国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社の2010年3月31日及び2009年3月31日現在の円表示の連結貸借対照表ならびにこれらに関連する2010年3月31日をもって終了した3年間の各会計年度の円表示の連結損益計算書、連結株主資本等変動計算書及び連結キャッシュ・フロー計算書について監査を行った。この連結財務諸表の作成責任は経営者にあり、我々の責任は、監査に基づき、連結財務諸表に対する意見を表明することにある。

我々は、日本において一般に公正妥当と認められる監査基準に従って監査を実施した。これらの監査基準は、我々に連結財務諸表に重要な虚偽の記載がないかどうかについて合理的保証を得ることを求めている。監査は、試査を基礎として行われ、経営者が採用した会計方針及びその適用方法ならびに経営者によって行われた見積りの評価も含め、連結財務諸表全体としての表示を検討することを含んでいる。我々は、監査の結果として意見表明のための合理的な基礎を得たと判断している。

我々の意見によれば、上記の連結財務諸表は、日本において一般に公正妥当と認められた会計原則に従って、国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社の2010年3月31日及び2009年3月31日現在の連結財政状態ならびに2010年3月31日をもって終了した3年間の各会計年度の連結経営成績及び連結キャッシュ・フローを、すべての重要な点において、適正に表示している。

添付の2010年3月31日に終了した会計年度の連結財務諸表に記載されている米ドル金額は、単に便宜のため示したものである。我々の監査は、円金額の米ドル金額への換算を含んでおり、我々の意見では、当該換算は注記3に述べられている方法により行われている。

新日本有限責任監査法人

2010年6月23日



補足情報

# Additional Information

事業等のリスク	82
石油及び天然ガスの埋蔵量及び生産量について	92
連結子会社及び関連会社	97
株式データ	99
会社データ	100

## 事業等のリスク

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

また、本項の記載中、将来に関する事項については、別途記載する場合を除いて2010年8月11日時点での当社グループの判断であり、当該時点以後の社会経済情勢等の諸状況により変更されることがあります。

### 1. 石油・天然ガス開発事業の特徴及びリスクについて

#### (1) 探鉱・開発・生産に成功しないリスク

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

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

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

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

#### (2) 原油、コンデンセート、LPG及び天然ガスの埋蔵量

##### ① 確認埋蔵量 (proved reserves)

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

当社グループ（持分法関連会社分を含む）の原油、コンデンセート、LPG 及び天然ガスの確認埋蔵量については「P92 石油及び天然ガスの埋蔵量」をご参照下さい。

##### ② 推定埋蔵量 (probable reserves) 及び予想埋蔵量 (possible reserves)

当社は、米国証券取引委員会規則に基づく確認埋蔵量のほかに、石油技術者協会 (SPE)、世界石油会議 (WPC)、米国石油地質技術者協会 (AAPG) 及び石油評価技術者協会 (SPEE)

の4組織により策定された Petroleum Resources Management System 2007 (PRMS)に基づく当社グループの推定埋蔵量及び予想埋蔵量の評価を、米国の独立石油エンジニアリング会社である DeGolyer and MacNaughton に依頼しました。推定埋蔵量の定義は、4組織により策定された PRMS の指針に従い、確認埋蔵量の範疇には入らない埋蔵量のうち、地質的・工学的データに基づき、確認埋蔵量より回収の可能性が低く、予想埋蔵量よりも回収が確実とされる石油・ガスの数量となっています。確率論的手法を用いて推定埋蔵量を算定する場合には、確認埋蔵量と推定埋蔵量を合計した数量に対して、回収することができる確率が少なくとも 50% 以上であることが必要とされています。また、予想埋蔵量の定義も PRMS の指針に従い、確認埋蔵量及び推定埋蔵量の範疇に入らない埋蔵量のうち、地質的・工学的データに基づき、推定埋蔵量より回収の可能性が低い石油・ガスの数量となっています。プロジェクトから回収される石油・ガスの数量合計が確認埋蔵量、推定埋蔵量及び予想埋蔵量の合計を上回る可能性は低く、高く見積られたシナリオに対応します。確率論的手法を用いて予想埋蔵量を算定する場合には、確認埋蔵量、推定埋蔵量及び予想埋蔵量を合計した数量を回収することができる確率が少なくとも 10% 以上であることが必要とされています。新規技術データの追加や経済条件及び操業条件の明確化等により不確実性が減じた場合、推定埋蔵量及び予想埋蔵量の一部は確認埋蔵量に格上げされることがありますが、現時点の推定埋蔵量及び予想埋蔵量の全量が、確認埋蔵量と同様な確実性をもって開発・生産されると見込まれるわけではありません。

当社グループ（持分法関連会社分を含む）の原油、コンデンセート、LPG 及び天然ガスの推定埋蔵量及び予想埋蔵量は、「P92 石油及び天然ガスの埋蔵量」をご参照下さい。

### ③ 埋蔵量の変動の可能性

埋蔵量の評価は、評価時点において入手可能な油・ガス層からの地質的・工学的データ、開発計画の熟度、経済条件等多くの前提、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、生産分と契約に基づく埋蔵量は、同契約の経済的持分から計算される数量が生産量だけでなく、油・ガス価格、投下資本、契約条件に基づく投下資本の回収額及び報酬額等により変動する可能性があり、その結果、埋

蔵量も増加又は減少する可能性があります。このように埋蔵量の評価値は、各種データ、前提、定義の変更等により変動する可能性があります。

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

探鉱活動には相応の費用と期間とが必要であり、探鉱により有望な資源を発見した場合でも、生産に至るまでの開発段階においては、生産施設の建設費用等の多額の費用と長期に亘る期間が必要となります。このため、探鉱及び開発投資から生産及び販売による資金の回収までには 10 年以上の長い期間を要することになります。中でも、当社が現在推進しているイクシス及びアパディの2つの大型 LNG プロジェクトの開発には巨額な投資が必要であり、経済金融情勢の変化によっては資金調達の内容に影響を及ぼす可能性があります。資源の発見後、生産及び販売開始までの開発過程において、政府の許認可の取得の遅延またはその変更、予測しえなかった地質等に関する問題の発生、油・ガス価及び外国為替レートの変動並びにその他資機材の市況の高騰などを含めた経済社会環境の変化や、LNG プロジェクトにおいて生産物購入候補者からの長期販売契約に関する合意が得られないことにより最終投資判断ができない等の要因により、開発スケジュールの遅延や当該鉱区の経済性が損なわれる等の事象が生じた場合には、当社グループの業績に悪影響を及ぼす可能性があります。

### (4) オペレーターシップ

石油・天然ガス開発事業においては、リスク及び資金負担の分散を目的として、複数の企業がパートナーシップを組成して事業を行う場合が多く見られます。実際の作業は、そのうちの1社がオペレーターとなり、パートナーを代表して操業の責任を負います。オペレーター以外の企業は、ノンオペレーターとしてオペレーターが立案・実施する探鉱開発計画や作業を吟味し、あるいは一部操業に参加しつつ、所定の資金提供を行うことで事業に参画します。

当社は、2006年4月3日に国際石油開発と帝国石油の共同株式移転により持株会社として設立され、2008年10月1日には両社を吸収合併し完全統合を果たしています。経営統合を通じて、両社の持つ国内外における探鉱、開発、生産それぞれの段階での豊富な操業経験をもとに蓄積したノウハウ及び技術力が結集し、当社グループは高い操業能力を有することとなったと考えています。

当社グループは、経営資源の有効活用やノンオペレーターのプロジェクトとのバランスに配慮しつつ、経営統合により大幅に強化された技術力をもとに、イクシス及びアバディの2つの大型LNGプロジェクトを中心として積極的にオペレータープロジェクトを推進していく方針であります。当社はLNG開発プロジェクトにおけるオペレーター経験は有しておりませんが、国内外で原油、天然ガスの開発、生産プロジェクトにおいてオペレーターとしての経験を有しているほか、インドネシアやオーストラリアなどにおけるLNGプロジェクトなどに参加し長年ノウハウ、知見等を蓄積してきており、また、メジャーを含めた他の外国の石油会社が行っているのと同様、専門のサブコントラクターや経験豊富な外部コンサルタントを起用することなどにより、LNGプロジェクトを含めたオペレータープロジェクトを的確に遂行することが可能と考えています。

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

#### (5) 共同事業

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

また、共同事業の参加者は原則として、その保有権益の比率に応じて共同事業遂行のための資金負担をしますが、一部パートナーが資金負担に応じられない場合などには、プロ

ジェクトの遂行に影響を及ぼす可能性があります。

#### (6) 災害・事故等のリスク

石油・天然ガス開発事業には、探鉱、開発、生産、輸送等の各段階において操業上の事故や災害等が発生するリスクがあります。このような事故や災害等が生じた場合には、保険により損失補填される場合を除き設備の損傷によるコストが生じ、更には、人命にかかわる重大な事故又は災害等となる危険性があり、その復旧に要する費用負担や操業が停止することによる機会損失等が生じることがあります。国内天然ガス事業においては、2010年1月以降、従来からの国産天然ガスの生産に加えて、一部海外からの輸入LNG気化ガスを原料ガスとして購入していますが、輸入LNG気化ガスの購入先である都市ガス事業者等における事故、トラブルなどにより輸入LNG気化ガスの調達ができない場合には、当社顧客への供給に支障をきたすなど、当社の国内天然ガス事業に悪影響を及ぼす可能性があります。

また、環境問題に関しては、土壌汚染、大気汚染及び水質・海洋汚染等が想定されます。当社グループでは、「環境安全方針」を定め、当該国における環境関連法規、規則及び基準等を遵守することは勿論のこと、自主的な基準を設け環境に対して十分な配慮を払いつつ作業を遂行していますが、何らかの要因により環境に対して影響を及ぼすような作業上の事故や災害等が生じた場合には、その復旧等のための対応若しくは必要な費用負担が発生し、又は、操業停止による損失等が生じることがあります。さらに、当該国における環境関連法規、規則及び基準等（新エネルギー・代替可能エネルギー等の支援策を含む。）が将来的に変更や強化された場合には、当社グループにとって追加的な対応策を講じる必要やそのための費用負担が発生する可能性があります。

当社グループは、作業を実施するにあたっては、損害保険を付保することとしていますが、いずれの場合も、当該事故・災害等が当社グループの故意又は過失に起因する場合には、費用負担の発生により業績に悪影響を及ぼす可能性があり、また、行政処分や当社グループの石油・天然ガス開発会社としての信頼性や評判が損なわれることによって、将来の事業活動に悪影響を及ぼす可能性があります。



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

### (1) 油価、天然ガス価格の変動が業績に与える影響

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

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

また、国内事業における天然ガスは、2010年1月以降、従来からの国産天然ガスに加えて、一部海外からの輸入LNG気化ガスを原料ガスとして購入しています。当社国内天然ガス販売価格は、固定価格部分と一部輸入LNG価格の変動を販売価格に反映させる部分とで形成されていますが、LNGなど競合エネルギーの市場価格の動向が、後者の部分に対して直接の影響を及ぼすのに加えて、前者の固定価格部分に対しても年度ごとの販売先との契約協議に対して間接的な影響を及ぼす可能性があります。

### (2) 外国為替の変動が与える業績への影響

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

一方、当社は必要資金の借入にあたり、外貨建て借入を行っており、外貨建て借入金は、円高時は期末円換算により為替差益が生じ、円安時には期末円換算により為替差損が生じることから、上記の事業の為替リスクが減殺され、為替変動による損益面への影響を小さくする方向に働きます。なお、当社は一部為替リスクを減じる手段を講じていますが、かかる手段は当社の為替リスクを全てカバーするものではなく、外国為替の変動が与える影響を完全に排除するものではありません。

### (3) 金利の変動が与える業績への影響

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

## 3. 海外における事業活動とカントリーリスクについて

当社グループは、日本国外において多数の石油・天然ガス開発事業を遂行しています。鉱区権益の取得を含む当社グループの事業活動は、産油国政府等との間の諸契約に基づき行われていることから、産油国における自国の資源の管理強化の動きなど、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、外国為替及び外国送金の政府統制、国際収支の状況を含みます。）の変化や、OPEC加盟国におけるOPECによる生産制限の適用、当該各国の法制度及び税制の変動（法令・規則の制定、改廃及びその解釈運

用の変更を含みます。）等により、当社グループの事業や業績は、保険で損失補填される場合を除き大きな影響を受ける可能性があります。

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



## 4. 特定地域及び鉱区への依存度について

### (1) 生産量

当社グループは、インドネシア共和国マハカム沖鉱区、アラブ首長国連邦のADMA 鉱区、国内の南長岡ガス田等において安定的な原油・天然ガスの生産を行っています。当社グループにおいては、経営統合を通じて、事業地域を国内及びインドネシア、オーストラリアを中心とするアジア・オセアニア地域、中東、カスピ海沿岸地域、中南米、アフリカなどに幅広く分散し、よりバランスのとれたポートフォリオが構築されましたが、2009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コアエリアである日本を含むアジア・オセアニア地域の比率が約55%、中東地域が約30%と大宗を占めています。

当社グループは、今後ともグローバルに更なる地域バランスのとれたポートフォリオの形成を目指していく方針ですが、現状では当社グループの生産量は、特定地域及び鉱区への依存度が高いため、これらの鉱区において操業が困難になる等の問題が生じた場合には、当社グループの業績に影響を及ぼす可能性があります。

### (2) 主要事業地域における契約期限等

当社グループの海外における事業活動の前提となる鉱区権益にかかる契約においては、鉱区期限が定められているのが通例であります。当社グループの主要事業地域であるインドネシア共和国マハカム沖鉱区におけるプロジェクトの生産分与契約の期限は、当初は1997年3月30日でしたが、1991年に延長が認められ、現在では2017年12月31日となっています。また、ADMA 鉱区におけるコンセッション契約に基づく鉱区権益の期限は、2018年3月8日（ただし、上部ザクム油田は2026年3月8日まで延長されています。）となっています。当社グループでは、これらの契約の再延長に向けてパートナーとともに努力する方針ですが、再延長され

ない場合や再延長に際し契約条件が不利に変更された場合には、当社グループの業績に悪影響を及ぼす可能性があります。また、再延長された場合でも、その時点における残存可採埋蔵量は減少することが見込まれています。当社グループでは、これに代替し得る鉱区権益の取得を図っていますが、代替し得る油・ガス田の鉱区権益を十分取得できない場合には、当社グループの業績に悪影響を及ぼす可能性があります。さらに、現在探鉱中の鉱区においても契約に探鉱期間が設定されており、鉱区内において商業化の可能性がある原油・天然ガスの存在を確認している場合であっても、当該期間終了までに開発移行の決定ができない場合などにおいては、産油国政府との協議により当該期間の延長、猶予期間の設定などに向けて努力する方針ですが、かかる協議が不調に終わった場合には、当該鉱区からの撤退を余儀なくされる可能性があります。また、一般に、契約につき、一方当事者に重大な違反があるときには、契約期限の到来前に他方当事者から契約解除をすることができるのが通例ですが、これら主要事業地域における契約においても同様の規定が設けられています。当社グループにおいては、そのような事態はこれまで発生したことはなく、今後についても想定しておりませんが、もし契約当事者に重大な契約違反があった場合には、期限の到来前に契約が解除される可能性があります。

また、海外における天然ガス開発・生産事業においては、多くの場合、長期の販売契約・供給契約に基づいて天然ガスを販売・供給しており、それぞれ契約期限が定められています。これらの契約における期限の到来までに、延長又は再延長に向けてパートナーとともに努力する方針ですが、延長又は再延長されない場合や延長された場合でも販売・供給数量の減少などがあった場合には、当社グループの業績に悪影響を及ぼす可能性があります。

## 5. 生産分与契約について

### (1) 生産分与契約の内容

当社グループはインドネシア、カスピ海周辺地域などにおいて生産分与契約による鉱区権益を多数保有していますが、そのうち多くの契約を締結しているインドネシア共和国の場合、当社グループはこれまで鉱業権を持つプルタミナ社との間で生産分与契約を締結することで、当該鉱区における石油・天然ガスを探鉱開発する権利を取得してきました。なお、インド

ネシア共和国における2001年11月23日発効の新法制定により、鉱業権のプルタミナ社による独占的保有は解消され、大統領直轄の政府機関であるBPMIGAS(インドネシアにおける石油・天然ガスの上流事業に関する監督規制の政府執行機関)との間で、契約を締結することとなりました。既存の契約については、インドネシア共和国側当事者をBPMIGASに変更する手続きを行っています。

生産分与契約は、一社又は複数の石油・天然ガス開発会社がコントラクターとして、産油国政府や国営石油会社から探鉱・開発のための作業を自身のコスト負担で請負い、コストの回収分及び報酬を生産物で受け取ることを内容とする契約です。すなわち、探鉱・開発作業の結果、石油・天然ガスの生産に至った場合、コントラクターは負担した探鉱・開発コストを生産物の一部より回収し、さらに残余の生産物（原油・ガス）については、一定の配分比率に応じて産油国又は国営石油会社とコントラクターの間で配分します（このコスト回収後の生産物のコントラクターの取り分を「利益原油・ガス」と呼びます。なお、天然ガスの場合は販売がインドネシア共和国側で行われることから、コストの回収分及び利益ガスを現金で受け取ります。）。これに対して、探鉱作業の失敗や生産量の減少等により期待した生産を実現することができない場合には、コントラクターは投下した資金の全部又は一部を回収できないこととなります。

## 6. アザデガン油田開発プロジェクトについて

### (1) アザデガン油田開発プロジェクトの概要

当社は、2004年2月18日、National Iranian Oil Company（イラン国営石油会社）及びその子会社である Naftiran Intertrade Co. Ltd. (NICO) との間でイラン・イスラム共和国アザデガン油田の評価・開発に係わるサービス契約に調印し、同年3月14日に発効いたしました。アザデガン油田は、イラン・イスラム共和国クゼスタン州の州都であるアフズから南に約80kmの場所に位置しており、1999年に発見されました。

当社のプロジェクトへの現在の参加比率は10%であります。現在、イラン側など本プロジェクトの当事者間でプロジェクトの今後の進め方について、協議を続けています。仮に、今後の進め方について当事者間の協議が不調に終わるなど、本プロジェクトの遂行に支障が出る場合などには投資額の回収が計画どおりに進まないあるいは回収が困難になる可能性があります。

### (2) 国連安保理による対イラン制裁決議の影響

国連安全保障理事会では、2006年12月に、主にイランの核開発に関連した人、資金、物資の流れに関する措置を含む対イラン制裁決議が採択され、2007年3月、2008年3月にもそれぞれ同措置の対象を拡大する決議が採択されてお

### (2) 生産分与契約の会計処理

当社グループが生産分与契約に基づき鉱区権益を保有している場合は、上述のとおりコントラクターとして当該鉱区の探鉱・開発作業に係る技術・資金を投下し、当該鉱区にて生産される生産物により投下した作業費を回収し、作業費回収後の残余生産物の一部を報酬として受け取っています。

生産分与契約に基づき投下した作業費は、将来回収が期待される資産として貸借対照表の生産物回収勘定に計上しています。生産開始後は、同契約に基づく作業費回収額を生産物回収勘定から控除します。

当該生産分与契約に基づき引き取る生産物は、作業費の回収部分と報酬部分に分けられるため、売上原価計算の方法にも特徴があります。すなわち、引き取った生産物の金額は一旦生産物引取原価として売上原価に計上し、そのうち事後的に算定される報酬部分である生産物の金額を売上原価の調整項目（無償配分生産物）に計上します。従って、売上原価には、報酬部分控除後の作業費回収部分のみが計上されることとなります。

り、2008年9月にもこれまでの安全保障理事会決議を遵守し、IAEA理事会の要請に応えることを求める決議が採択されています。さらに平成22年6月には新たな制裁措置を含む内容の決議が採択されております。

### (3) 米国1996年イラン制裁法等による米国における対イラン制裁強化の動きの影響

米国1996年イラン制裁法（旧1996年イラン・リビア制裁法）は、イランによる大量破壊兵器の獲得及び国際テロ支援の阻止を目的とする米国の法律です。同法では、イランに対して、同国に年間2,000万米ドル以上の投資を行い、当該投資が同国における「石油資源開発に著しくかつ直接貢献した」と米大統領が判断する者等に対して米国内外無差別に、以下の9つの制裁のうち3つ以上の制裁が課されることとなっております（下記⑥乃至⑧の制裁は平成22年7月1日に成立した同法の改正において追加されました。改正前の同法では、下記①乃至⑤及び⑨の6つの制裁のうち2つ以上の制裁が課されることとなっております。）。

- ① 米国輸出入銀行による制裁対象者への輸出支援の禁止
- ② 米国当局による制裁対象者向けの輸出許可発行の禁止
- ③ 米国金融機関による制裁対象者への年間1,000万米ドル以上の融資の禁止

- ④ 制裁対象者が金融機関である場合、当該金融機関の米国債引受け等の禁止
  - ⑤ 制裁対象者から米国政府が物資等を調達することの禁止
  - ⑥ 米国の管轄権が及び、かつ制裁対象者が利害関係を有する為替取引の禁止
  - ⑦ 米国の管轄権が及び、かつ制裁対象者が利害関係を有する金融機関間又は金融機関経由の資金移転又は資金支払いの禁止
  - ⑧ 米国の管轄権が及び、かつ制裁対象者が利害関係を有する資産の取得、保有、使用、譲渡、輸出入その他の取引の禁止
  - ⑨ 米国の「国際緊急事態経済権限法」に基づく制裁対象者からの輸入制限
- これまで、イランにおける石油資源開発に投資する外国石

油企業に対して、同法による制裁が課されたことはなく、また、一国の法律の他国での域外適用は国際的に認められないこととされていますが、アザデガン油田開発プロジェクトに係る事業活動に対する同法の適用について、米国政府が将来どのような判断を下すかは現時点では予想できません。仮に、米国政府が同法による制裁を同プロジェクトに係る事業活動に課す旨の決定をした場合には、同プロジェクトや当社の他の事業の推進に間接的に悪影響が及び可能性があります。

また、米国内では、上記の連邦レベルでの制裁強化に加えて州議会レベルでもイランへの制裁措置を実施する動きがあり、フロリダ州やルイジアナ州などの複数の州において、イランで事業を実施する会社を対象とした州公的年金基金等による株式保有の抑制及び保有株式処分を推進或いは義務化する内容の州法が成立しています。

## 7. 国との関係について

### (1) 当社と国との関係

2010年8月11日現在当社の発行済普通株式の約19.37%及び甲種類株式は経済産業大臣が保有していますが、当社の経営判断は民間企業として自主的に行っており、国との間で役員派遣等による支配関係もありません。また、今後もそのような関係が生じることはないものと考えています。さらに国との間での当社の役員の兼任及び国の職員の当社への出向もありません。

### (2) 経済産業大臣による当社株式の所有、売却

経済産業大臣は、現在当社の発行済普通株式数の約19.37%の株式を保有しています。このため、今後、経済産業大臣は、後述の答申の趣旨に従い、売出し等により国内外で当社株式を売却する可能性があり、そのことが当社の株式の市場価格に影響を及ぼす可能性があります。

また、経済産業大臣は当社甲種類株式1株を保有していますが、甲種類株主である経済産業大臣は、当社普通株主総会又は取締役会決議事項の一部について拒否権を有しています。甲種類株式に関する詳細については後記「9. 甲種類株式について」をご参照ください。

## 8. 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

2005年4月1日付で解散した石油公団が保有していた石油資源開発関連資産の整理・処分については、経済産業大臣の諮問機関である総合資源エネルギー調査会の石油分科会開発部会「石油公団資産評価・整理検討小委員会」により、「石油公団が保有する開発関連資産の処理に関する方針」（以下、「答申」といいます。）が2003年3月18日に発表

されています。

「答申」において、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については、株式交換により国際石油開発の完全子会社とすべく手続を進めましたが、株式交換契約の条件が成就しなかったため同契約は失効し、予定していた株式交換が取り止めとなり、その後、2005年4月1日付の石油公団の解散に伴い、同社の石油公団保有株式は、経済産業大臣に承継されています。当社としては引き続き当該株式の取得の可能性につき検討していますが、当該株式に係る経済産業大臣の今後の取扱方針は未定となっており、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。）、インペックス北カンボス沖石油株式会社、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）、インペックスマセラアラフラ海石油株式会社、インペックス北カスピ海石油株式会社についての取扱いが国際石油開発と石油公団の間で合意されています。サハリン石油ガス開発の株式の取扱いについては、後記「(2) 政府が保有するサハリン石油ガス開発の株式の取扱いについて」をご参照ください。サハリン石油ガス開発以外の上記各社の石油公団保有株式の国際石油開発への譲渡については、産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。）に承継されています。資源機構は、同機構の中期目標、中期計画において、石油公団から承継した株式については、適切な時期に適切な方法を選択して処分することとしていますが、上記各社の資源機構保有株式の譲渡の時期、方法は未定となっており、今後、当社による上記各社の株式の取得が実現しない可能性もあります。

## (2) 政府が保有するサハリン石油ガス開発の株式の

### 取扱い

経済産業大臣はサハリン石油ガス開発の普通株式の50%を保有しています。サハリン石油ガス開発は、サハリン島北東沖大陸棚における石油及び天然ガス探鉱開発事業を遂行するために1995年に設立された会社であり、同社は米国エクソンモービル社をオペレーターとするサハリンIプロジェクトの30.0%の権益を有しています。同プロジェクトは、原油及び天然ガスの先行生産を目的とした第一次開発（フェーズ1）として、2005年10月より生産を開始しています。さらに、天然ガス本格生産のための追加開発作業（フェーズ2）を行う構想があります。なお、当社は同社発行済み普通株式の約5.74%を保有しています。

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

同答申を踏まえ、経済産業大臣が石油公団より承継したサハリン石油ガス開発の発行済み普通株式（50.0%）のすべてを国際石油開発を含む同社の民間株主が取得することとされており、当社が、同社の発行済み普通株式の最大33%を保有し、同社の筆頭株主になることを想定しています。ただし、当該株式の取得にあたっては、同社の共同事業者やロシア政府機関等の承諾が必要となる場合には、これらの承諾が得られることが前提となります。加えて、同社の株主構成や譲渡価格等についても、今後、合意に至る必要があります。



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

## 9. 甲種類株式について

### (1) 種類株式の概要

#### ①導入の経緯

当社は、国際石油開発と帝国石油の株式移転による経営統合により、2006年4月3日付で持株会社として設立されていますが、これに伴い、国際石油開発が発行し、経済産業大臣が保有していた種類株式が当社に移転され、同時に当社が同等の内容の当社種類株式（以下、「甲種類株式」といいます。）を経済産業大臣に対し交付しています。もともと、国際石油開発において発行された種類株式は、前記「8. 政府及び独立行政法人が保有する当社グループのプロジェクト会社の株式の取扱いについて」において記述した答申において、国際石油開発が中核的企業を構成すべきものと位置づけられ、ナショナル・フラッグ・カンパニーとして我が国向けエネルギーの安定供給の効率的実現の一翼を担うことが期待され、かかる観点から、同答申を受け、外資による同社の経営支配等の可能性を排除しつつ、経営の効率性・柔軟性を不当に阻害しないよう透明性が高く必要最小限の措置として発行されたものです。当社は、同答申の考え方を踏まえつつ、甲種類株式が当社にとっても投機目的による敵対的買収や乗っ取り等の危険を防止する手段として有効なものと考えられることからこれを発行したものです。

#### ②株主総会議決権、剰余金の配当、残余財産分配、償還

法令に別段の定めがある場合を除き、甲種類株式は当社株主総会において議決権を有しません。剰余金の配当及び残余財産の分配については普通株式と同額となります。甲種類株式は、当該甲種類株主から請求があった場合、又は甲種類株式が国若しくは国が全額出資する独立行政法人以外の者に譲渡された場合には当社取締役会の決議により償還されます。

#### ③定款上の拒否権

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

ただし、想定どおり経済産業大臣と同社株式の追加取得について合意に至り追加取得が実現するか否か、また、追加取得が実現する場合でも具体的な取得内容及び取得時期については現時点ではいずれも未定であり、当社による同社株式の追加取得が実現しない可能性もあります。

株式に係る甲種類株主総会の承認決議を要する旨、当社定款に定められています。従って、甲種類株式を保有する経済産業大臣は、甲種類株主としてこれら一定の重要事項につき拒否権を有することとなります。

#### ④ガイドラインに定める拒否権の行使の基準

かかる拒否権の行使については平成20年経済産業省告示第百二十号（以下、「告示」といいます。）においてガイドラインが設けられており、以下の一定の場合にのみ拒否権を行使するものとされています。

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

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



## (2) 甲種類株式のリスク

甲種類株式は、外国資本による経営支配等の可能性を排除しつつ、経営の効率性・柔軟性を不当に阻害しないよう、必要最小限の措置として発行されたものでありますが、甲種類株式に関連して想定されるリスクには、以下のものが含まれません。

### ①国策上の観点と当社及び一般株主の利益相反の可能性

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

### ②拒否権の行使が普通株式の価格に与える影響

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

### ③当社の経営の自由度や経営判断への影響

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

## 10. 兼任社外取締役について

当社の取締役会は現在 16 名の取締役で構成されていますが、うち 4 名は社外取締役であります。

社外取締役 4 名は、いずれも当社の事業分野に関して長年の知識、経験を有する経営者等であり、当社としては、専門的、客観的立場から当社の事業運営に意見を述べ、当社事業の発展に寄与することを期して、取締役を委嘱しています。なお、かかる取締役は、当社株主である石油資源開発株式会社、三井石油開発株式会社、三菱商事株式会社及び JX ホールディング株式会社、(以下、「当社株主会社」といいます。)の取締役等を兼任しています。

一方、当社株主会社はいずれも当社グループの事業と同一分野の事業を行っている企業又はその持株会社であることから、競業その他利益相反の可能性があり、コーポレート・ガバナンス上の特段の留意が必要であると認識しています。

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

# 石油及び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、当社の主要な連結子会社及び持分法適用関連会社の原油、コンデンサート、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、平成20年3月31日から平成21年3月31年までの変動は、財務会計基準書(Statement of Financial Accounting Standards No.69)に、平成21年3月31日から平成22年3月31日までの変動は会計基

準編纂書932「採取活動-石油及びガス」に準拠しております。

2010年3月31日現在の当社グループの原油、コンデンサート及びLPGの確認埋蔵量は9億8,001万バレル、天然ガスの確認埋蔵量は2兆9,701億立方フィート、合計で14億7,503万BOE(原油換算量:Barrels of Oil Equivalent)となっています。

	日本		アジア・オセアニア		ユーラシア		中東・アフリカ		米州		小計		持分法適用関連会社分		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)	原油 (MMbbls)	ガス (Bcf)	原油 (MMbbls)	ガス (Bcf)
<b>確認埋蔵量</b>																
2008年 3月31日時点	20	786	112	2,014	207	—	489	—	1	106	829	2,905	259	440	1,088	3,346
拡張及び発見	—	—	0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(2)	—	(1)	—
買収及び売却	—	—	—	—	(12)	—	—	—	6	5	(6)	5	—	—	(6)	5
前年度分調整	(0)	(14)	28	217	25	—	(3)	—	(1)	78	49	281	(1)	65	48	346
期中生産量	(1)	(60)	(16)	(307)	(9)	—	(30)	—	(1)	(30)	(57)	(397)	(23)	—	(81)	(397)
2009年 3月31日時点	18	713	124	1,923	211	—	457	—	5	159	815	2,795	233	505	1,048	3,300
連結対象 会社分																
2009年 3月31日時点	18	713	124	1,923	211	—	457	—	5	159					815	2,795
拡張及び発見	—	—	5	—	—	—	—	—	—	—					5	—
買収及び売却	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—					—	—
前年度分調整	0	0	(1)	45	6	—	3	—	1	62					9	107
期中生産量	(1)	(57)	(17)	(319)	(10)	—	(27)	—	(2)	(32)					(57)	(408)
2010年 3月31日時点	16	656	111	1,649	207	—	433	—	4	190					771	2,495
持分法適用 関連会社分																
2009年 3月31日時点	—	—	2	505	—	—	226	—	6	1					233	505
拡張及び発見	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—					—	—
買収及び売却	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—					—	—
前年度分調整	—	—	(0)	(30)	—	—	(2)	—	(1)	(0)					(2)	(30)
期中生産量	—	—	(0)	—	—	—	(21)	—	(1)	(0)					(22)	(0)
2010年 3月31日時点	—	—	1	475	—	—	203	—	4	0					209	475
<b>確認埋蔵量</b>																
2010年 3月31日時点	16	656	112	2,124	207	—	636	—	8	190					980	2,970

**確認開発埋蔵量**

## 連結対象会社分

2010年 3月31日時点	16	656	79	1,212	36	—	433	—	4	190	568	2,058
------------------	----	-----	----	-------	----	---	-----	---	---	-----	-----	-------

## 持分法適用

## 関連会社分

2010年 3月31日時点	—	—	1	314	—	—	203	—	3	0	207	314
------------------	---	---	---	-----	---	---	-----	---	---	---	-----	-----

**確認未開発埋蔵量**

## 連結対象会社分

2010年 3月31日時点	—	—	31	437	172	—	—	—	0	—	203	437
------------------	---	---	----	-----	-----	---	---	---	---	---	-----	-----

## 持分法適用

## 関連会社分

2010年 3月31日時点	—	—	0	161	—	—	—	—	1	0	2	161
------------------	---	---	---	-----	---	---	---	---	---	---	---	-----

(注) 1 2010年3月31日時点、当社がインドネシアに保有する確認埋蔵量は、原油が約7,500万バレル、天然ガスが約1兆9,730億立方フィート、合計で約4億400万BOE(原油換算:Barrels of Oil Equivalent)となっております。

2 以下の鉱区および油田の埋蔵量(2010年3月31日時点)には、少数株主に帰属する数量が含まれています。

アジア・オセアニア 北西ジャワ沖鉱区(16.5%)、南東スマトラ沖鉱区(16.5%)

ユーラシア ACG油田(49%)、カジャガン油田(55%)

中東・アフリカ アブ・アル・ブクーシュ鉱区(5%)、ウエスト・バクル鉱区(47.3%)

米州 コバ・マコヤ鉱区(30%)

3 MMbbls:百万バレル

4 Bcf:十億立方フィート

5 原油には、コンデンサート及びLPGを含みます。

**確認埋蔵量に関する標準化された測定方法による将来の純キャッシュ・フローの割引現在価値及び当期における変動**

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当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、2008年3月31日から2009年3月31年までの変動は、財務会計基準書(Statement of Financial Accounting Standards No.69)に、2009年3月31日から2010年3月31日までの変動は会計基準編纂書 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・フローの算定に当たり、確認埋蔵量から算定される将来生産量は、2009年3月31日時点については期末の油・ガス価及び費用を、2010年3月31日時点については期中の月初油・ガス価平均価格及び期末の費用を使用してお

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。また、割引率は10%を使用しております。

経済的な価値が潜在的な埋蔵量を考慮していないこと、割引率10%は任意で設定されていること、油価は常時変化することから、本情報は、原油、コンデンサート及びLPG・天然ガス埋蔵量の時価もしくはキャッシュ・フローの現在価値を示すものではありません。また、2009年3月31日及び2010年3月31日時点の為替レートはそれぞれ期末公示仲値の1米ドル98.26円、93.04円を使用しております。

2009年3月31日時点	百万円					
	合計	日本	アジア・オセアニア	ユーラシア	中東・アフリカ	米州
<b>連結対象会社分</b>						
将来キャッシュ・インフロー	5,089,166	666,124	1,547,449	788,338	2,034,401	52,854
将来の産出原価及び開発費	(2,179,952)	(141,203)	(706,891)	(425,575)	(876,844)	(29,439)
将来の法人税	(1,704,618)	(169,144)	(341,036)	(89,052)	(1,098,893)	(6,493)
割引前の将来純キャッシュ・フロー	1,204,596	355,777	499,522	273,711	58,664	16,922
年間割引率 10%	(617,598)	(178,323)	(172,777)	(214,198)	(48,704)	(3,596)
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	586,998	177,454	326,745	59,513	9,960	13,326
持分法適用関連会社分	26,275	—	12,888	—	13,476	(89)
(注) 1 以下の鉱区および油田には、少数株主に帰属する金額が含まれています。						
アジア・オセアニア	北西ジャワ沖鉱区(16.5%)、南東スマトラ沖鉱区(16.5%)					
ユーラシア	ACG油田(49%)、カシャガン油田(55%)					
中東・アフリカ	アブ・アル・ブクーシュ鉱区(5%)、ウエスト・バクル鉱区(47.3%)					
米州	コパ・マコヤ鉱区(30%)					

2010年3月31日時点	百万円					
	合計	日本	アジア・オセアニア	ユーラシア	中東・アフリカ	米州
<b>連結対象会社分</b>						
将来キャッシュ・インフロー	6,194,451	495,648	1,707,919	1,150,581	2,781,641	58,663
将来の産出原価及び開発費	(2,159,840)	(128,497)	(648,877)	(485,115)	(870,046)	(27,306)
将来の法人税	(2,548,220)	(117,201)	(449,341)	(149,413)	(1,820,429)	(11,837)
割引前の将来純キャッシュ・フロー	1,486,391	249,950	609,701	516,053	91,166	19,520
年間割引率 10%	(709,314)	(121,312)	(189,090)	(337,759)	(56,669)	(4,483)
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	777,077	128,638	420,611	178,294	34,497	15,037
<b>持分法適用関連会社分</b>						
将来キャッシュ・インフロー	1,439,084	—	83,504	—	1,329,955	25,625
将来の産出原価及び開発費	(509,279)	—	(29,380)	—	(464,240)	(15,659)
将来の法人税	(856,117)	—	(19,192)	—	(835,636)	(1,289)
割引前の将来純キャッシュ・フロー	73,688	—	34,932	—	30,079	8,677
年間割引率 10%	(37,025)	—	(18,384)	—	(16,900)	(1,740)
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	36,663	—	16,548	—	13,179	6,937
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	813,740	128,638	437,159	178,294	47,676	21,974

(注) 1 以下の鉱区および油田には、少数株主に帰属する金額が含まれています。

アジア・オセアニア 北西ジャワ沖鉱区(16.5%)、南東スマトラ沖鉱区(16.5%)

ユーラシア ACG油田(49%)、カシャガン油田(55%)

中東・アフリカ アブ・アル・ブクーシュ鉱区(5%)、ウエスト・バクル鉱区(47.3%)

米州 コパ・マコヤ鉱区(30%)



	百万円						
	合計	日本	アジア・オセアニア	ユーラシア	中東・アフリカ	米州	持分法適用 関連会社分
<b>連結対象会社分</b>							
期首割引現在価値(2009年4月1日)	613,273	177,454	326,745	59,513	9,960	13,326	26,275
変動要因:							
産出された油・ガスの販売または移転	(477,438)	(37,617)	(201,573)	(27,132)	(98,361)	(6,986)	(105,769)
油ガス価及び生産単価の純増減	1,257,233	(70,134)	331,816	185,126	460,172	8,309	341,944
発生した開発費	127,421	3,114	86,032	13,568	13,132	465	11,109
将来の開発費の変動	(61,607)	(3,552)	(11,651)	(47,379)	1,322	(537)	189
埋蔵量の変動	71,242	(1,055)	36,272	18,028	26,364	3,395	(11,761)
時間の経過による増加	187,995	24,938	52,928	10,177	56,680	1,506	41,765
法人税の変動	(753,861)	20,376	(95,799)	(27,639)	(431,991)	(4,313)	(214,494)
拡張及び発見、産出技術の改良	465	—	465	—	—	—	—
その他	(150,983)	15,114	(104,624)	(5,968)	(2,781)	(128)	(52,595)
期末割引現在価値(2010年3月31日)	813,740	128,638	420,611	178,294	34,497	15,037	36,663

(注) 1 以下の鉱区および油田には、少数株主に帰属する金額が含まれています。  
 アジア・オセアニア 北西ジャワ沖鉱区(16.5%)、南東スマトラ沖鉱区(16.5%)  
 ユーラシア ACG油田(49%)、カシャガン油田(55%)  
 中東・アフリカ アブ・アル・ブクーシュ鉱区(5%)、ウエスト・バクル鉱区(47.3%)  
 米州 コパ・マコヤ鉱区(30%)

## 2010年3月31日現在の推定埋蔵量(probable reserves)及び予想埋蔵量(possible reserves)

下記の表は、当社の主要な当社連結子会社及び持分法適用関連会社の原油、コンデンセート、LPG及び天然ガスの推定埋蔵量及び予想埋蔵量です。2010年3月31日現在の当社グループの原油、コンデンセート及びLPGの推定埋蔵量は14億7,594万バレル、天然ガスの推定埋蔵量は8兆7,163億立方フィート、合計で29億2,865万BOE(原油換算:Barrels of Oil Equivalent)となっています。また、平成22年3月31日現在の当社グループの原油、コンデンセート及びLPGの予想埋蔵量は3億1,381万バレル、天然ガスの予想埋蔵量は2兆3,162億立方フィート、合計で6億9,984万BOE(原油換算:Barrels of Oil Equivalent)となっております。

2010年3月31日時点	日本	アジア・オセアニア	ユーラシア	中東・アフリカ	米州	小計	持分法適用 関連会社分	合計
<b>推定埋蔵量</b>								
原油・コンデンセート・LPG (MMbbls)	3	645	598	121	68	1,434	42	1,476
天然ガス (Bcf)	133	8,377	—	—	104	8,614	102	8,716

(注) 米州の原油・コンデンセート・LPGの推定埋蔵量にはピチューメンの埋蔵量が含まれています。

2010年3月31日時点	日本	アジア・オセアニア	ユーラシア	中東・アフリカ	米州	小計	持分法適用 関連会社分	合計
<b>予想埋蔵量</b>								
原油・コンデンセート・LPG (MMbbls)	4	183	110	10	0	308	6	314
天然ガス (Bcf)	169	2,126	—	—	18	2,314	2	2,316

(注) 1 MMbbls: 百万バレル  
 2 Bcf: 十億立方フィート

## 2. 石油及び天然ガスの生産量

下記の表は、当社の原油・天然ガス及び原油・天然ガス合計の平均生産量（日量）を主要地域別に掲載しています。持分法適用関連会社の当社分生産量につきましては、地域ごとに分類しておりません。

2010年3月31日終了の事業年度の当社グループの原油生産量は日量218千バレル、天然ガス生産量は日量1,123百万立方フィート、原油・天然ガス合計で日量405千BOE（原油換算量:Barrels of Oil Equivalent）となっています。

3月31日終了の事業年度	2007	2008	2009	2010
<b>原油・コンデンセート・LPG（千バレル／日）</b>				
日本	3.9	4.9	4.9	<b>4.5</b>
アジア・オセアニア	40.4	36.5	44.7	<b>47.7</b>
ユーラシア（欧州・NIS）	47.9	54.5	24.8	<b>26.9</b>
中東・アフリカ	82.3	80.7	81.0	<b>73.3</b>
米州	0.1	0.4	2.7	<b>5.5</b>
小計	174.7	177.0	158.1	<b>158.0</b>
持分法適用関連会社分	67.8	64.6	65.1	<b>60.4</b>
合計	242.5	241.5	223.2	<b>218.3</b>
年間生産量（百万バレル）	88.5	88.4	81.5	<b>79.7</b>
<b>天然ガス（百万立方フィート／日）</b>				
日本	127.8	161.5	164.9	<b>155.1</b>
アジア・オセアニア	865.8	845.7	842.8	<b>880.5</b>
ユーラシア（欧州・NIS）	—	—	—	—
中東・アフリカ	—	—	—	—
米州	57.5	81.6	82.3	<b>86.9</b>
小計	1,051.1	1,088.8	1,090.0	<b>1,122.6</b>
持分法適用関連会社分	—	—	—	—
合計	1,051.1	1,088.8	1,090.0	<b>1,122.6</b>
年間生産量（十億立方フィート）	383.6	398.5	397.8	<b>409.7</b>
<b>原油・天然ガス合計（原油換算千バレル／日）</b>				
日本	25.2	31.9	32.4	<b>30.4</b>
アジア・オセアニア	184.7	177.4	185.1	<b>194.5</b>
ユーラシア（欧州・NIS）	47.9	54.5	24.8	<b>26.9</b>
中東・アフリカ	82.3	80.7	81.0	<b>73.3</b>
米州	9.7	14.0	16.4	<b>20.0</b>
小計	349.8	358.4	339.7	<b>345.1</b>
持分法適用関連会社分	67.8	64.6	65.1	<b>60.4</b>
合計	417.7	423.0	404.9	<b>405.4</b>
年間生産量（原油換算百万バレル）	152.5	154.8	147.8	<b>148.0</b>

## 連結子会社及び関連会社

2010年3月31日現在

### 連結子会社

会社名	資本金(百万円)*	議決権の所有	主要な事業の内容
ナトゥナ石油(株)	5,000	100.00%	インドネシア共和国南ナトゥナ海B鉱区における石油・天然ガスの探鉱・開発・生産・販売
サウル石油(株)	4,600	100.00%	オーストラリア連邦/東チモール共同石油開発地域PDA03-12鉱区及びバユ・ウンダンガスコンデンセート田における石油・天然ガスの探鉱・開発・生産・販売
アルファ石油(株)	8,014	100.00%	オーストラリア連邦WA-35-L鉱区ほかにおける石油・天然ガスの探鉱・開発・生産・販売
インベックスジャワ(株)	4,804	83.50%	インドネシア共和国北西ジャワ沖鉱区における石油・天然ガスの探鉱・開発・生産・販売
インベックススマトラ(株)	400	100.00%	インドネシア共和国南東スマトラ沖鉱区における石油・天然ガスの探鉱・開発・生産・販売
インベックスステング(株)	1,020	100.00%	インドネシア共和国東カリマンタン・マハカム沖海域テング鉱区における石油・天然ガスの探鉱・開発・生産・販売
インベックス西豪州ブラウズ石油(株)	53,690	100.00%	オーストラリア連邦西オーストラリア州沖合WA-37-R鉱区ほかにおける石油・天然ガスの探鉱・開発
インベックスマセラアラフラ海石油(株)	33,348	51.93%	インドネシア共和国アラフラ海マセラ鉱区における石油・天然ガスの探鉱・開発
インベックス北マハカム沖石油(株)	3,875	100.00%	インドネシア共和国東カリマンタン沖イーストカリマンタン鉱区における石油・天然ガスの探鉱
インベックスチモールシー(株)	5,597	100.00%	オーストラリア連邦/東ティモール共同石油開発地域PDA06-105鉱区における石油・天然ガスの探鉱・開発
インベックス南西カスピ海石油(株)	53,594	51.00%	アゼルバイジャン共和国ACG油田における石油の探鉱・開発・生産・販売
インベックス北カスピ海石油(株)	50,580	45.00%	カザフスタン共和国北カスピ海沖合鉱区における石油の探鉱・開発
ジャパン石油開発(株)	18,800	100.00%	アラブ首長国連邦ADMA鉱区における石油の探鉱・開発・生産・販売
インベックスエービーケー石油(株)	2,500	95.00%	アラブ首長国連邦アブアルブクシューシュ鉱区における石油の探鉱・開発・生産・販売
帝石コンゴ石油(株)	10	100.00%	コンゴ民主共和国沖合における石油資源の探鉱・開発・生産・販売
エジプト石油開発(株)	10,722	52.70%	エジプト・アラブ共和国ウエスト・バクル鉱区における石油資源の探鉱・開発・生産・販売
アザデガン石油開発(株)	10,075	100.00%	イラン・イスラム共和国アザデガン油田の評価・開発
帝石エル・オアル石油(株)	708	100.00%	アルジェリア民主人民共和国東部地域における石油資源の探鉱・開発
インベックスリビア石油(株)	4,680	100.00%	大リビア・アラブ社会主義人民ジャマーヒリーヤ国42-2&4鉱区及び113-3&4鉱区における石油・天然ガスの探鉱
Teikoku Oil Libya UK LTD	63,855 (千米ドル)	100.00%	大リビア・アラブ社会主義人民ジャマーヒリーヤ国81-2鉱区及び82-3鉱区における石油資源の探鉱
ベネズエラ石油(株)	100	100.00%	ベネズエラ・ボリバル共和国グアリコオリエンタル地域における休止油ガス田に対する再生事業及び石油資源の探鉱・開発・生産・販売
Teikoku Oil Ecuador	35 (千米ドル)	100.00%	エクアドル共和国ブロック18鉱区における石油資源の探鉱・開発・生産・販売
Teikoku Oil(North America) Co., Ltd.	16,593 (千米ドル)	100.00%	アメリカ合衆国における石油資源の探鉱・開発・生産・販売
インベックスカナダ石油(株)	16,660	100.00%	カナダにおけるオイルサンドを含む石油・天然ガスの探鉱・開発
帝石スリナム石油(株)	1,357	54.79%	スリナム共和国北部海域における石油資源の探鉱
帝石パイプライン(株)	100	100.00%	当社委託による天然ガスの輸送及びパイプラインの保守・管理

会社名	資本金(百万円)*	議決権の所有	主要な事業の内容
INPEX DLNGPL Pty Ltd	86,135 (千豪ドル)	100.00%	バユ・ウ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
INPEX BTC Pipeline, Ltd.	63,800 (千米ドル)	100.00%	アゼルバイジャン共和国バクー・グルジア トビリシトルコ共和国ジェイハンを結ぶオイルパイプラインの建設・運営事業への出資事業
帝石トッピング・プラント(株)	70	100.00%	当社委託による国産原油の精製及び石油製品等の貯蔵、入出荷
インベックストレーディング(株)	50	100.00%	原油の販売及び原油販売代理・仲介・斡旋ならびに石油及び天然ガスの市場調査及び販売企画
帝石プロパンガス(株)	80	100.00%	液化石油ガス、石油製品の販売
埼玉ガス(株)	60	62.50%	都市ガスの供給
(株)帝石物流	10	100.00%	貨物自動車運送及び石油製品の販売
その他21社			

## 持分法適用関連会社

会社名	資本金(百万円)*	議決権の所有	主要な事業の内容
MI Berau B.V.	656,279 (千ユーロ)	44.00%	インドネシア共和国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
JJI S&N B.V.	36,883 (千ユーロ)	25.00%	イラン・イスラム共和国ソールーシュ油田およびノールーズ油田における石油の開発・生産
アンゴラ石油(株)	8,000	19.60%	アンゴラ共和国海上3/05 鉱区における石油の開発・生産
オハネットオイルアンドガス(株)	6,400	15.00%	アルジェリア民主人民共和国南東部地域におけるガス田の開発・生産
インベックス北カンボス沖石油(株)	6,852	37.50%	ブラジル連邦共和国北カンボス沖合フラージ鉱区における石油・天然ガスの探鉱・開発への事業資金供給等
その他7社			

## 持分法適用関連会社の子会社

会社名	資本金(百万円)*	議決権の所有	主要な事業の内容
Frade Japão Petróleo Limitada	103,051 (千リアル)	0.00%	ブラジル連邦共和国北カンボス沖合フラージ鉱区における石油・天然ガスの探鉱・開発・生産・販売
その他1社			

\* 単位未満を切り捨てて表示しています。

## 株式データ

2010年3月31日現在

### 株式の状況

#### 発行可能株式総数

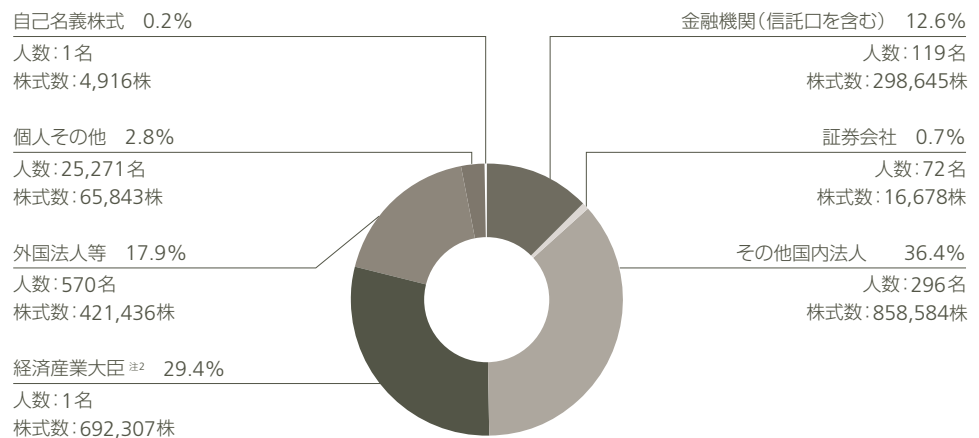
普通株式 ..... 9,000,000株  
 甲種類株式 ..... 1株

#### 株主数及び発行済株式の総数

普通株式 ..... 26,330名 ..... 2,358,409株 (2010年8月31日現在 3,655,809株)  
 甲種類株式<sup>注</sup> ..... 1名(経済産業大臣) ..... 1株

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

### 株式の分布状況<sup>注1</sup>



注1: 割合は株式数の発行済株式総数(普通株式)に対する割合であります。

注2: 経済産業大臣の保有株式数には、甲種類株式は含まれておりません。

### 大株主(普通株式)の状況

株主名	持株数(株)	持株比率(%)*
経済産業大臣	692,307	29.4
石油資源開発株式会社	267,233	11.3
三井石油開発株式会社	176,760	7.5
三菱商事株式会社	170,110	7.2
新日本石油株式会社	111,920	4.7
日本マスタートラスト信託銀行株式会社(信託口)	61,947	2.6
日本トラスティ・サービス信託銀行株式会社(信託口)	57,851	2.5
丸紅株式会社	46,446	2.0
ステート ストリート バンク アンド トラスト カンパニー 505223	26,894	1.1
株式会社三井住友銀行	23,129	1.0

※発行済株式総数(普通株式)に対する割合



## 会社データ

2010年3月31日現在

### 社名

国際石油開発帝石株式会社  
INPEX CORPORATION

### 住所

〒107-6332  
東京都港区赤坂5-3-1 赤坂Bizタワー

### 設立

2006年4月3日

### 従業員数(連結)

1,870名

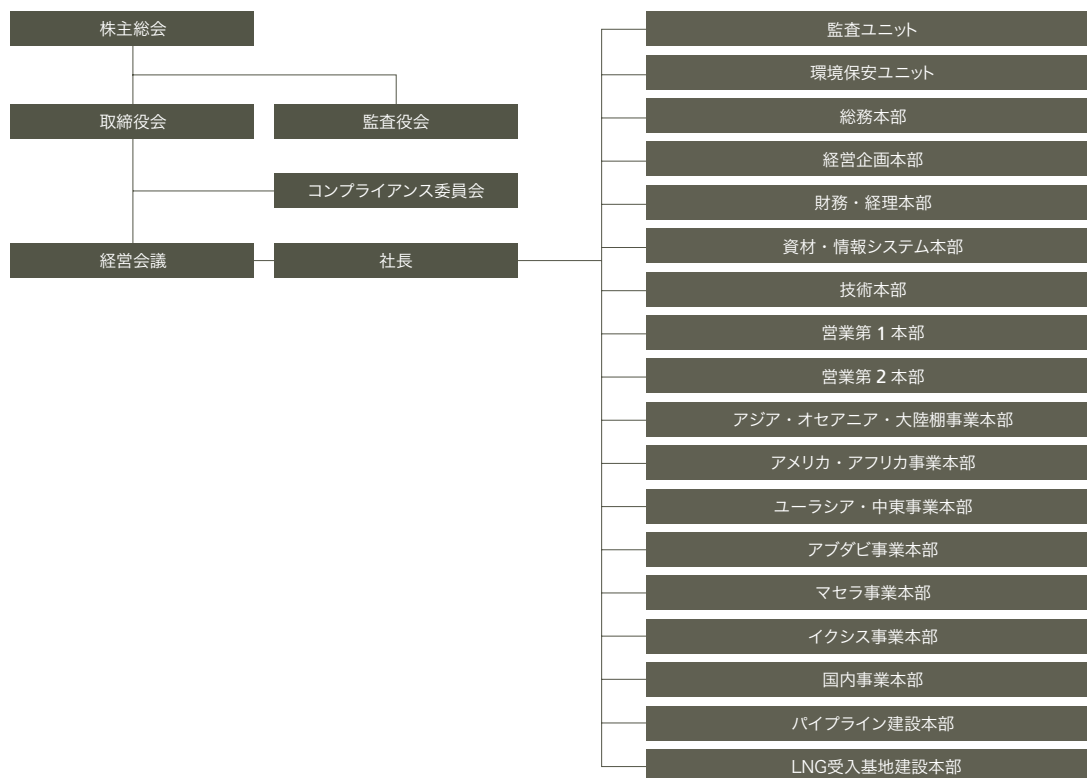
### 資本金

300億円  
(2010年9月30日現在 2,908億983万5,000円)

### 事業内容

石油・天然ガス、その他の鉱物資源の調査、探鉱、開発、生産、販売及び同事業に付帯関連する事業、それらを行う企業に対する投融資

## 組織図



## ホームページ

当社ホームページでは、投資家の皆様に財務諸表や最新トピックなど、IRに関する情報を提供しております。

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

## お問い合わせ

IR(投資家情報)に関するお問い合わせは、下記までお願いいたします。

国際石油開発帝石株式会社  
経営企画本部 広報・IRユニット IRグループ  
電話:03-5572-0234  
FAX:03-5572-0235



# 国際石油開発帝石株式会社 **INPEX CORPORATION**

〒107-6332 東京都港区赤坂5-3-1 赤坂Bizタワー

tel: 03-5572-0200

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



このアニュアルレポートの用紙は、適切に管理された森林から得られる材料を使用しています。  
さらに環境に優しい大豆インクを用いて印刷しています。

Printed in Japan

