



国際石油開発帝石株式会社
INPEX CORPORATION

アニュアルレポート 2009

Financial Highlights

財務ハイライト

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			千米ドル ^{*7}
	2007	2008	2009	2009
売上高	¥ 969,713	¥1,202,965	¥1,076,165	\$10,952,219
営業利益	559,077	714,211	663,267	6,750,122
当期純利益	165,092	173,246	145,063	1,476,318
営業活動からのキャッシュ・フロー	231,982	363,995	230,352	2,344,311
自己資本利益率 (ROE) ^{*1} (%)	17.7	15.8	11.9	—
純使用総資本利益率 (ネット ROACE) ^{*2} (%)	20.4	21.4	14.6	—
配当性向 (%)	9.9	10.2	13.0	—
総資産	1,608,107	1,807,901	1,768,045	17,993,538
純有利子負債 ^{*3,6}	(169,667)	(328,353)	(324,109)	(3,298,484)
自己資本比率 ^{*4} (%)	64.0	64.0	71.9	—
純有利子負債 / 純使用総資本 ^{*5,6} (%)	(18.6)	(36.1)	(31.2)	—

1株当たり情報	円			米ドル ^{*7}
	2007	2008	2009	2009
当期純利益	70,423.45	73,510.14	61,601.60	626.92
配当金	7,000.00	7,500.00	8,000.00	81.42

	円			米ドル ^{*7}
期末株価	1,020,000	1,110,000	683,000	—

	億円			百万米ドル ^{*7}
時価総額	24,056	26,178	16,108	16,393

*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、2009年3月31日時点の換算レートである1米ドル=98.26円で計算しています。

Contents

私たちのビジョン	2
私たちの事業	3
私たちの強み	4
私たちの戦略	6
ステークホルダーの皆さまへ	8
戦略の焦点	12
事業等のリスク	16
プロジェクト一覧	26
パフォーマンス	28
プロジェクトの状況	30
経営理念及び企業行動憲章	48
コーポレート・ガバナンス	49
企業としての社会的責任 (CSR)	54
役員の紹介	56
財務セクション	57
石油及び天然ガスの埋蔵量及び生産量について	90
連結子会社及び関連会社	95
株式の状況	97
会社概要	98

見直しに関する注記事項

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

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

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

数値に関する注記事項

本アニュアルレポートの財務内容にかかわる数値は、単位未満を四捨五入して表示しています。

P30以降の「プロジェクトの状況」は、2009年6月末時点の状況を記載していますが、その後主要な進捗のあるプロジェクトにつきましては、作成日時点の状況を記載しています。

Our Vision

私たちのビジョン

日本の国民生活に不可欠な石油・天然ガスは、国内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、国内には資源が乏しく生産量が極めて少ないため、ほぼ全量を海外からの輸入に依存しています。石油・天然ガスを安定的に供給するため、海外で探鉱開発に取り組む、いわゆる上流事業の国際環境は世界規模での景気後退によるエネルギー需要の低迷、急激かつ大幅な油価・ガス価の下落などに加え、長期的視点を踏まえたメジャー、中国・インドの国営企業等を中心とした資源獲得競争の激化、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、一層厳しさを増しています。

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いきます。

Our Business

私たちの事業

INPEXの事業は、石油・天然ガスの鉱区の取得から、探鉱、生産、製品の販売までで構成される上流事業です。現在では世界26カ国において74プロジェクトを推進し、グローバルな規模でエネルギーの供給に従事しています。(2009年6月末時点)

次なる探鉱・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坑井
 *2: 油・ガス田の拡がりを調べるための井戸
 *3: 原油・天然ガスを生産するための井戸
 *4: 権益取得費を含む

Our Strengths

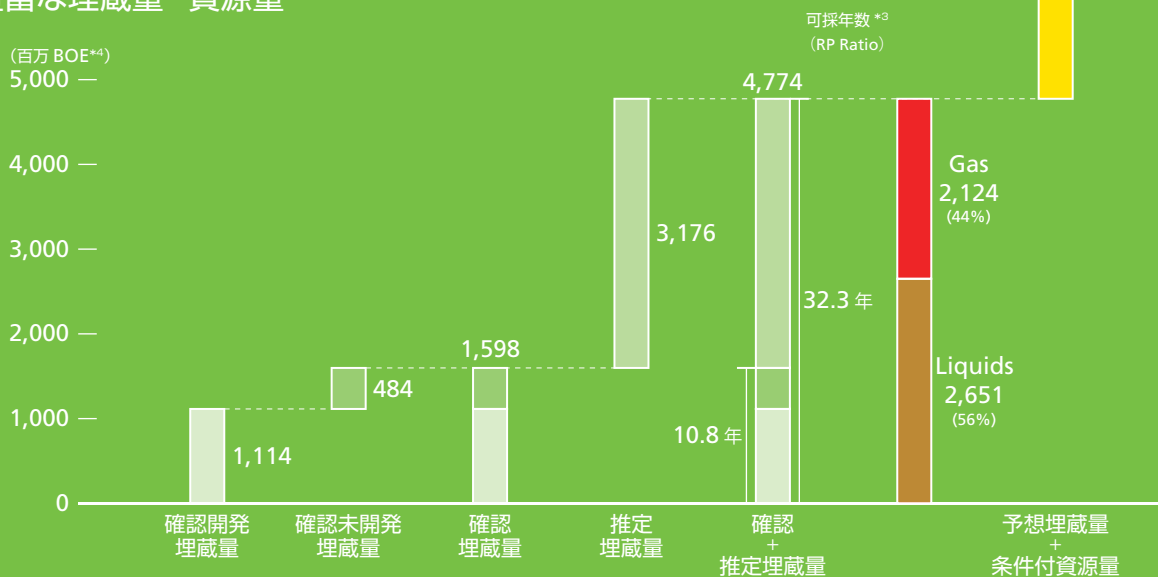
私たちの強み

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・資源量をはじめとする 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・資源量 *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 = 2009 年 3 月末「確認埋蔵量」または「確認埋蔵量+推定埋蔵量」 / 2009 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

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 26 カ国 74 プロジェクトを有する INPEX は、日本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 4,774 百万 BOE*2 に達しています。また、可採年数は、確認埋蔵量で 10.8 年、推定埋蔵量を加えると 32.3 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、中長期的な埋蔵量の拡大を見込んでいます。

2. オペレーター大型 LNG プロジェクト

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）「アバディ」（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 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会社をあげて注力しています。両プロジェクトは当社の企業価値を成長させる大きなドライバーであると言えます。INPEX の現在のネット生産量 *3 は、2009 年 3 月期実績で日量 40.5 万 BOE*2 ですが、2 つの大型プロジェクト等の生産が実現すると 70 万 BOE*2 に伸び、さらに積極的な探鉱・開発活動を強化することにより、2010 年代末頃には日量 80 万～100 万 BOE*2 へ成長することを目指しています。

3. ガスサプライチェーン

INPEX では、国内及び海外のガス資源と国内のガス・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、既に 2009 年 7 月には直江津 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、一時に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 71.9%（2009 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、安全性の指標である「純有利子負債 / 純使用総資本」*4 は -31.2%（2009 年 3 月期）と、優れた安全性を確保しています。

*1 左ページ (P4) *2 参照

*2 左ページ (P4) *4 参照

*3 米国証券取引委員会 (SEC) 規則に従った数値

*4 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)

Our Strategy

私たちの戦略

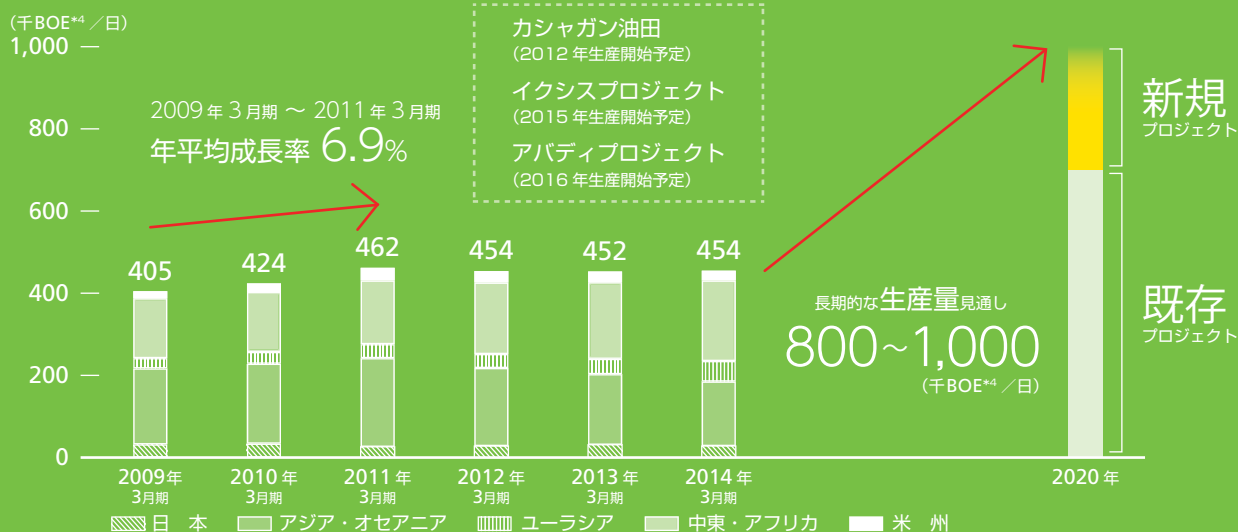
中長期成長目標

- ネット生産量を 2020 年までに日量 80～100 万バレル程度（原油換算）に高め、インディペンデント*1 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。
- 中長期的に RRR*2 100% 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、将来の企業価値向上を図ります。

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

*2: 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。

ネット生産量*3 長期予測



(注) 油価は 2010 年 3 月期は通期 \$52.5、以降 \$60 フラットを前提にネット生産量を試算。

*3 米国証券取引委員会 (SEC) 規則に従った数値

*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

3つの基本戦略

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、一層充実した操業力／技術力、強化された経営基盤に立ち、たゆまぬ経営効率化を進めながら、次の3つの基本戦略を追求していきます。

1. 上流事業の持続的拡大

エネルギー安定供給を使命とする当社グループとして、既存の探鉱・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、構想力＝グローバルな上流企業としての実力）強化を図り、新たなプロジェクトに積極的に取り組み、保有生産量・埋蔵量の持続的な維持・拡大を追求します。

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INPEX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）を整備します。

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・供給により、エネルギー供給ベース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ます。

To Our Stakeholders

ステークホルダーの皆さまへ



2009年3月期:

将来への確かな前進

2009年3月期を振り返ってみますと、世界的規模での急激な景気後退が進むなかで、私どもの事業環境も年度の後半から厳しい状況になりました。特に業績へ大きなインパクトを及ぼす原油価格は大幅に下落し、為替相場についても円高が進行しました。

こうしたなかで私どもにとって幸いだったことは、経営環境が厳しくなってきた場面と巨大な投資を行うタイミングが、重なっていなかったということです。従って、他社のように投資を延期して事業計画を滞らせることなく、当社は中長期的な事業戦略を予定通り着実に進めることができました。

一方、業績については前年度比で若干の減収減益となりましたが、こうした厳しい事業環境のなかでも、従来の経営の考え方に揺らぎはなく、引き続き中長期的な視点に立った事業戦略を進めていく考えです。私は、長期間に亘るプロジェクトを一つひとつ確実に推進し、確固たる収益構造を構築して行くことが、当社の持続的な企業価値の向上に結実するものと考えています。

当然のことながら、依然として本格的な景気回復が見込まれない状況下において、短期的にも業績向上に努めるべく、今後も一層のコスト削減などに取り組んでいきます。

大型プロジェクト：

期待膨らむ成果

私どもは、この中長期的な事業戦略の中核を担う「イクシス」「アバディ」という2つの大型LNGプロジェクトの立ち上げに向けて、最優先に取り組んでいます。これらの2009年3月期の活動成果としては、オーストラリアのイクシスでは、2008年9月に陸上プラントの建設予定地をダーウィンに決定し、その後、基本設計作業を開始して、2015年の生産開始目標に向け大きな第一歩を踏み出すことができました。またインドネシアのアバディでは、2008年9月にインドネシア政府へ開発計画を申請し今年1月にはその基本承認を頂いています。当プロジェクトにおいても2016年の生産開始を目標に、スタートを切ることができたと考えています。

さらにもう一つの大規模な新規プロジェクトとして注力してきたカザフスタン（北カスピ海）の「カシャガン油田」では、コストやスケジュール面などの開発計画について、約一年間に亘りカザフスタン政府と交渉を行ってきましたが、2008年10月に最終合意に到達することができました。これから2012年末の生産開始を目指して開発作業を進めていきます。

2009年3月期は舵通りの難しい経営環境となりましたが、以上のように中長期的な事業戦略に関するさまざまな課題が解決でき、既定のスケジュールに沿って着実な前進を果たすことができたと評価しています。

10年後のINPEX:

3つの視点

これからの当社の事業環境を見通しますと、エネルギー需要は、短期的には景気低迷による影響をうけるものの、中長期的には新興国の経済発展に伴い拡大していくと考えています。一方、国際的な上流事業を巡る事業環境においては、欧米の資源メジャーや中国などの国営企業等を中心とした資源獲得競争が激化するなど、より厳しさを増していくものと認識しています。

こうした環境のなか、当社としては、高い国際競争力を備えた上流専門企業としての確固たる地位を築くことが重要と考え、2020年までにネット生産量を日量80～100万バレル程度に高めることを目標に、3つの基本戦略を追求していきます。

その一つが、上流事業の持続的な拡大を図ることです。そのために、既存プロジェクトの維持・拡大に加えて、イクシス・アバディなどの大型プロジェクトの着実な開発を進めています。また、探鉱プロジェクトにも積極的に取り組んでいきます。

二つ目として、国内ガス需要の増大が見込まれるなか、ガスサプライチェーンの構築を通じてガス事業の積極的な展開を進めていきます。具体的には、私どもの持つパイプラインネットワークを活かして、イクシスやアバディなどの海外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を構築して

To Our Stakeholders

いきます。そのためには LNG を国内に持ち込むターミナルが必要となりますが、2008年8月には新潟県の直江津港に LNG 受入基地建設の最終投資決定を行い、2014年の稼働を目指して建設作業に取り組んでいます。

そして三つ目が、より長期的視野に立って多様なエネルギーを供給できる企業を目指し、新たなエネルギーの開発・供給に取り組んでいくというものです。関連企業などとのネットワーク、アライアンスや事業提携を通じて、将来を見据えた新エネルギー、再生可能エネルギーシステムなどの事業化や参入機会を中長期的に追求していきたいと考えています。

経営資源：

世界と未来を視野に

私どもが中長期的な成長を果たしていくためには、事業戦略を支える人材や技術といった当社の経営資源をさらに強化することが大切です。

とりわけ人材面では、イクシス、アバディなど大規模オペレータープロジェクトを着実に推進するために、海洋での開発作業、洋上生産処理施設の建設、パイプラインの敷設、LNGプラントの建設・操業など幅広い技術分野において、国際的に通用する水準の人材が必要

になります。私どもは、こうした人材をアウトソーシングや中途採用等も含めて適切に確保していくとともに、国内外操業現場におけるOJTや石油開発技術・ノウハウの習得などを通じて人材育成にも積極的に取り組んでいきたいと考えています。

また技術面においては、大規模オペレータープロジェクトの開発・操業に関わる技術水準の向上に尽力するとともに、非在来型炭化水素資源に関する技術力や新規権益取得に際しての資源国への技術的提案力の強化も図っていきます。私どもではこれまでに、在来型炭化水素資源では、超巨大大炭酸塩岩油田の開発、IOR / EOR (Improved Oil Recovery / Enhanced Oil Recovery) 技術の適用、天然ガスの地下貯蔵技術、CO₂・H₂Sを含んだ原油・天然ガスの処理技術、新規分野ではGTL技術、微生物利用によるメタン再生技術、CCS技術の開発に取り組んでいます。

戦略投資：

企業成長と株主還元

私どもは、今後3年間で既存プロジェクトに対し約1.4兆円の探鉱・開発投資を計画しており、その後イクシス、アバディへの投資が更に本格化する予定です。2010年代半ばにかけて大型プロジェクトの開発投資が集中するため、自己資金と外部資金を適切に組み合わせ、機動的かつ安定的な資金調達を図ります。

外部資金については、政策金融機関及び市中銀行からの借入などを活用し、良質な資金の量的な確保を確実にすることがまず重要と考えていますが、財務体質の健全性を維持するためにも、今後の経営環境を踏まえつつ、最適な資金調達体制が確保されるよう万全を期していきます。

また、当社ではこれまで、そのための財務指標として、自己資本比率 50% 以上、有利子負債・使用総資本比率 30% 以下などを意識して取り組んできました。今後は、借入が増加し、大型プロジェクトの生産開始までの一定期間は、一時的に各数値のレベルを満たさないことも想定されますが、大型プロジェクトの生産開始により、長期的には各指標の水準確保を目指していきたいと考えています。

そして、株主の皆さまへの利益還元については、積極的な投資を通じた石油・天然ガスの保有埋蔵量及び生産量の維持・拡大による持続的な企業価値の向上と、配当による直接的な還元との調和を中長期的な視点を踏まえつつ図っていくことを基本方針としています。

私どもは中期的に成長段階にあり、当面多額の資金を必要とするため、財務基盤が強固である必要があります。大型プロジェクトの商業生産が実現し、安定軌道に乗った段階で、あらためて配当のあり方について検討させて頂きたいと考えています。

最後に：

経営者の願い

当社の取り扱う石油・天然ガスについては、地球温暖化問題などに関連してさまざまな意見がありますが、私は、当面、これらの資源を廃して世界のエネルギーが成り立つということは想定できません。

一方で、私どもは日本を代表する石油・天然ガス開発企業として、エネルギーの安定供給という社会的な使命を担っており、そのため世界で多くのプロジェクトを展開しています。今後さらに事業を拡大して行けば、その使命の達成度もさらに増していくものと考えます。

そうした意味で、ここ数年間の当社の様子を見ると、会社全体の流れが目標に向かって上手く動いていることを肌で感じています。経営者としては誠に有り難いことだと思っています。今後もこの感触を社員全員が共有して、厳しい経済情勢のなかでも積極的に前進して頂きたいと願っています。

2009年8月

息 田 直 樹

代表取締役社長

黒田 直樹

Strategic Focus

戦略の焦点

2大プロジェクトの概要と進捗 - 1

「イクシスプロジェクト」 プロジェクトの早期実現へ向け基本設計作業 (FEED*) を開始



*Front-End Engineering Designの略

探鉱経緯

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）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探掘井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、長年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。

今後のスケジュール

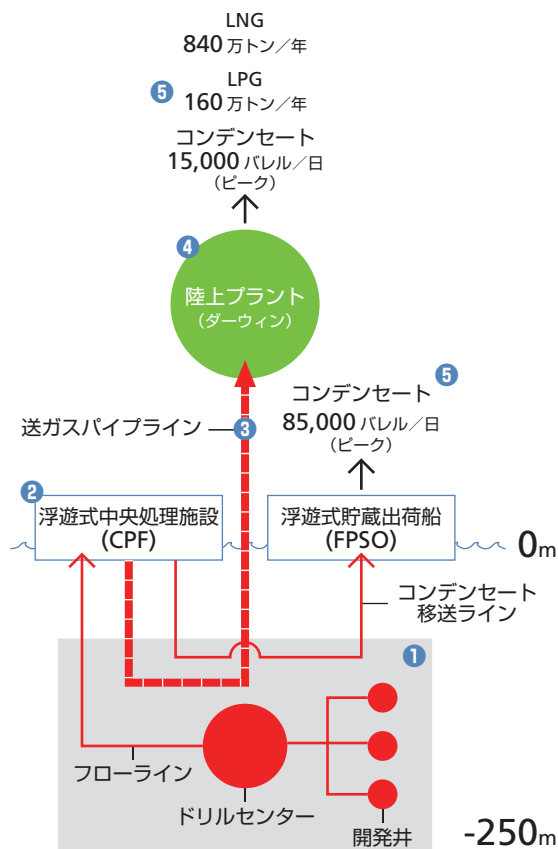
イクシスのスケジュールについては、基本設計作業 (FEED) を進める一方で、環境許認可取得のために、現在、EIS (Environmental Impact Statement : 環境影響評価報告書) を連邦政府、北部準州政府に提出しております。また、今後、連邦政府及び西豪州政府へ開発計画書 (FDP: Field Development Plan) を提出し、生産ライセンスも取得する予定です。なお、環境許認可、生産ライセンスいずれも最終投資決定 (FID) 前に取得する予定です。

さらに、LNGのマーケティング活動を促進し、購入コミットメントを得たうえで、2010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、2015年に生産開始することを目指しています。

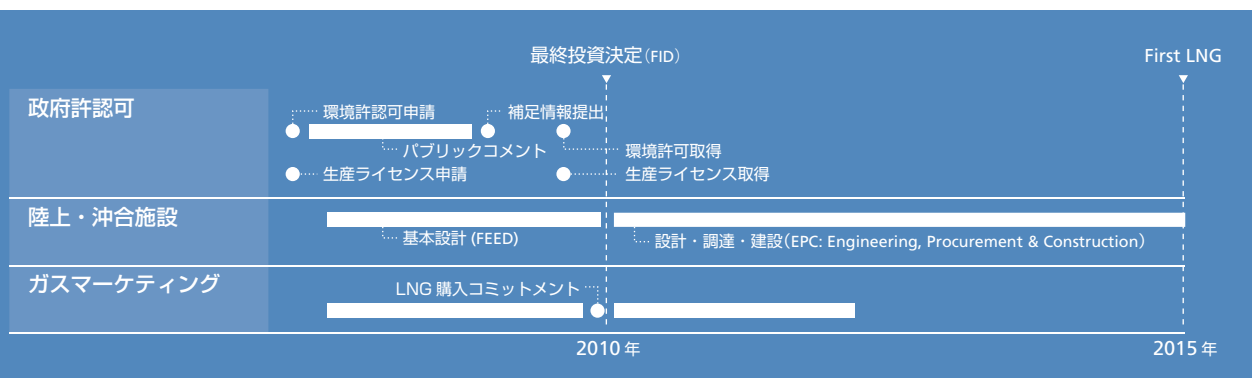
開発コンセプトの概要

以下の開発コンセプトに基づき、2009年よりLNGプラント及び沖合生産施設等の基本設計作業（FEED）を開始しました。INPEXは、連邦政府、西豪州政府及び北部準州政府をはじめ

とするオーストラリアの関係者及びプロジェクト関係者の方々の理解と協力を得ながら、イクシスプロジェクトを早期に立ち上げるべく努力しています。



- 1 海底生産施設は水深約 250m に設置します。各開発井は海底のドリルセンターに接続され、生産物はフローラインにより CPF へ送られます。
- 2 海上生産施設は、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）と、コンデンセートの貯蔵／出荷を行う浮遊式貯蔵出荷船（FPSO）です。コンデンセートの大部分は CPF で抽出され、FPSO から外航タンカーに直接積み込み、出荷される予定です。
ガス・コンデンセートの生産規模が大きいことから CPF は世界最大級規模、FPSO の貯油能力も 120 万バレルと大規模ですが、慎重かつ十分な技術検討確認を事前に行ったうえで基本設計作業（FEED）を開始しています。
- 3 CPF から陸上 LNG プラントへの送ガスは、42 インチの海底パイプラインを使用し、ダーウィンの陸上 LNG プラントまでの約 885km 間を結びます。この長距離パイプラインは世界最長規模となりますが、ガスの流送能力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。
- 4 パイプラインを通じてダーウィンへ運ばれた天然ガスを、陸上生産施設においてコンデンセート、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、2008 年 9 月に、この陸上 LNG プラントの建設予定地をダーウィンに決定しました。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おり、空港からも比較的アクセスが良く、理想的なロケーションです。
- 5 イクシスガス・コンデンセート田の生産量は 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。



Strategic Focus



探鉱経緯

INPEXは、事前評価スタディに基づき、1997年10月にインドネシアにおいて公開された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。2000年はイクシスも発見された年であり、当社にとって非常に幸運な年となりました。

そして、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、構造の広がり調査の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・コンデンレート層の広がりが確認でき、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、埋蔵量評価作業およ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・コンデンレート層の広がりが確認され、これらの結果に基づき埋蔵量は大幅に増加しています。

今後のスケジュール

アバディの今後のスケジュールについては、2016年からの生産開始を目標に、今後、最終投資決定 (FID) に必要となる Floating LNG 及び海底生産システムの基本設計作業 (FEED) を実施していく予定です。

そのため、環境社会影響評価等必要なインドネシア政府からの許認可を最終投資決定 (FID) までに取得します。また、ガスマーケティングについても、基本設計作業 (FEED) などと並行して実施していきます。

アバディガス・コンデンセート田及び開発計画の概要

INPEXは、2008年9月にアバディガス・コンデンセート田の開発計画(POD)をインドネシア政府に提出し、その後、基本

承認を取得しました。現在、基本設計作業(FEED)に向け着実に準備作業を進めています。

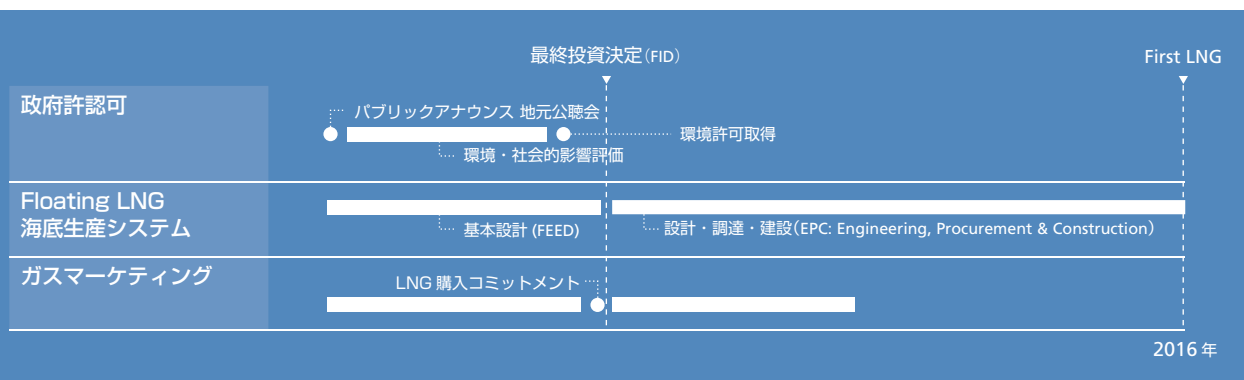


アバディガス・コンデンセート田は、水深400～800mのインドネシア領アラフラ海にあります。ガスを溜める貯留岩の深度は3,700～3,900m、ガス層の分布面積が1,000km²を超える非常に広大なガス田です。インドネシアの首都ジャカルタからは、約2,600km離れています。鉱区に最も近いタニンバル諸島は、北東約150kmに位置していますが、その間には水深約1,500m～2,300mのチモール海溝が横たわっています。リモートエリア、大水深にある有望なガス埋蔵量をいかに開発するかはINPEXにとって大きな挑戦です。



インドネシア政府により基本承認された開発計画では、Floating LNGによる開発方式を採用し、埋蔵量の多い北部を中心に初期開発を行います。マセラ鉱区が位置する海域は非常に水深が深く、着底式の生産設備が使用できないため、海底生産設備と、浮遊式生産設備の組み合わせによる開発を予定しています。Floating LNGとは浮遊式生産設備で、LNGを生産・貯蔵・出荷できるFPSOであり、アバディガス・コンデンセート田にて計画しているのは、世界最大級のFPSOです。また、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。LNGの生産量は年間450万トン(生産期間は30年以上)、コンデンセートは日量13,000バレルを見込んでいます。

未だFloating LNGは世界で実現されておりませんが、INPEXは2007年9月から2008年11月にかけて、Floating LNGについての概念設計(Pre-FEED)を実施し、アバディガス田においてFloating LNGを採用することは技術的に可能であると考えています。



Business Risks

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は以下のとおりです。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、文中における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 2009 年 6 月末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で、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。

探鉱及び開発投資は、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、探鉱及び開発投資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 に従っており、地質的・工学的データに基づき、現

在の経済条件及び操業条件の下で、将来にわたり合理的な確実性をもって回収することが可能である原油・天然ガスの数量となっています。米国証券取引委員会規則の定義による確認埋蔵量は、既存の坑井及び施設を利用して回収することができる確認開発埋蔵量 (proved developed reserves) と将来掘削される坑井及び施設を利用して回収することができる確認未開発埋蔵量 (proved undeveloped reserves) の二つに区分されています。また、確認埋蔵量に分類されるためには、市場及び経済性のある採取・処理・出荷手段がすでに存在するか、あるいは、近い将来に実現することが確実であることが条件となっており、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、コンデンサート、LPG 及び天然ガスの確認埋蔵量は「P90 1. 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)

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) に基づく推定埋蔵量について、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。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、確認埋蔵量ほど回収する可能性がなく、予想埋蔵量よりも回収が確実とされる原油・天然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。米国証券取引委員会規則に基づく確認埋蔵量との違いは、埋蔵量評価時点において、合理的な確実性をもって回収することが可能と認識できるか否かという点です。新規技術データの追加や経済条件及び操業条件の明確化等により不確実性が減じた場合、推定埋蔵量の一部は確認埋蔵量に格上げされることがありますが、現時点の推定埋蔵量の全量が、確認埋蔵量と同様な確実性をもって開発・生産されると見込まれるわけではありません。

当社グループ（持分法関連会社分を含む）の原油、コンデンサート、LPG 及び天然ガスの推定埋蔵量は、「P90 1. 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、市場条件等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・工学的データに基づき将来見直される可能性があり、その結果、増加又は減少する可能性があります。また、生産分与契約に基づく埋蔵量は、同契約の経済的持分から計算される数量が生産量だけでなく、油・ガス価格、投下資本、契約条件に基づく投下資本の回収額及び報酬額等により変動する可能性があり、その結果、埋蔵量も増加又は減少する可能性があります。このように埋蔵量の評価値は、各種データ、前提、定義の変更等により変動する可能性があります。

(3) 探鉱から販売まで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・アパディ両大型 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、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。

Business Risks

(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る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、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、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、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りますが、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や、相対的に資金面での負担が大きくなる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 (Joint Operating Agreement) 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、共同操業協定では、いわゆる先買権の規定が設けられることがあります。この規定が設けられた場合、鉱区権益保有者がその鉱区権益を第三者に譲渡しようとする際、パートナーは、かかる鉱区権益について、当該第三者と合意された条件と同一条件により買受けることを主張することができます。さらに、先買権規定は、鉱区権益の直接的な譲渡についてだけでなく、鉱区権益保有者やその親会社（直接の親会社だけでなく、親会社の親会社も含まれます。以下、本項について同じです。）の株式の発行又は譲渡についても、一定の場合に先買権の対象となることがあります。現在、当社グループが当事者となっている先買権規定を有する共同操業協定に関して、当社グループが関与している取引において、パートナーによる先買権の行使が可能となるような取引はないものと判断しています。しかしながら、当社グループによる、パートナーの鉱区権益の取得や当該鉱区権益を直接保有するプロジェクト会社やその親会社の株式の取得にあたり、また、鉱区権益を保有する当社グループのプロジェクト会社やその親会社の株式の第三者への譲渡や発行、企業再編等にあたり、他のパートナーが当該鉱区権益に対する先買権を主張する可能性はあり、そのような主張が行われ、万一、当該主張が認容された場合、当社グループとして、鉱区権益の取得が計画どおりに実現できない可能性があり、また、鉱区権益を保有する当社グループのプロジェクト会社やその親会社の株式の譲渡、発行等の場合においては、当該プロジェクト会社が、先買権の主張を行ったパートナーに対して権益を譲渡せざるを得なくなる可能性もあります。

(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以外の設備の損傷によるコストの発生にとどまらず、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。

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

ような作業上の事故や災害等が生じた場合には、その復旧等に要する費用負担の発生や、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。

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の影響も受け著しく変動します。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、その多くを販売先との契約で年度を通じた販売価格としていますが、LNG など競合エネルギーの市場価格が大きく変動した場合、国内天然ガス販売価格に影響を及ぼす可能性があります。なお、2010年1月より、従来の国産天然ガスに加え、一部海外からのLNG気化ガスを導入して販売することを予定しており、当該LNG気化ガス分について導入量に応じて輸入LNG価格に連動する、新たな販売価格体系へ移行することを計画しています。これにより、当社国内天然ガス販売価格は、油価及びこれに連動する輸入LNG価格の変動の影響を一部直接的に受けることとなります。

(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。

(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、当社利益は米ドル金利変動の影響を受けます。

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、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。）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、仮にかかるとなる事態が生じ、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。

Business Risks

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54%、中東地域が約36%と太宗を占めています。

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、今後ともグローバルに更なる地域バランスのとれたポートフォリオの形成を目指していく方針であります。

しかしながら、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いませんが、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、コストの回収及び利益ガスを現金で受け取ります。）。これに対して、探鉱作業の失敗や生産量の減少等により期待した生産を実現することができない場合には、コントラクターは投下した資金の全部又は一部を回収できないこととなります。

(2) 生産分与契約の会計処理

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

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

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

6 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ワズから南に約80kmの場所に位置しており、1999年に発見されました。当社は、当初75%の参加権益を保有していましたが、巨額な開発資金にかかる資金調達の制約から、2006年10月より10%に比率を引き下げました。

プロジェクトを取り巻く経済環境等の厳しさ等に鑑み、現在、イラン側と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基本的な変更が生じる場合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。

(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に対して米国内外無差別に、以下の6つのうち2つ以上の制裁が課されることとなっています。

- 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「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

Business Risks

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。

なお、最近の米国連邦議会では、上記の対イラン制裁を強化することを目的とした複数の法案が上下両院に提出されています。仮に、これらの法案の一部が成立した場合には、その内容によっては、アザデガン油田開発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、これら連邦議会での制裁強化の動き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等が成立しています。

7 国との関係について

(1) 当社と国との関係

2009年6月30日時点における当社の普通株式（発行済普通株式の29.35%）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29.35%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、上場後の追加的な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ました。

その結果、答申において提言された石油公団保有株式の譲受け等による統合に関して、2004年2月5日付で「石油公団保有資産の国際石油開発株式会社への統合に関する基本合意書」（以下、「統合基本合意書」といいます。）及び統合基本合意書に附属する覚書（以下、「覚書」といいます。）を締結し、2004年3月29日付で、国際石油開発と石油公団は統合の対象となる会社、統合比率等に関する詳細について合意に達し、「石油公団保有資産の国際石油開発株式会社への統合に関する基本契約」ほか関連契約を締結しました。

統合基本合意書において国際石油開発への統合対象となった4つの会社のうち、ジャパン石油開発、インベックスジャワ株式会社及びインベックスエービーケー石油株式会社の3社については2004年に統合を完了しました。インベックス南西カスピ海石油株式会社については、株式交換により国際石油開発の完全子会社とすべく手続を進めましたが、株式交換契約の条件が成就しなかったため同契約は失効し、予定していた株式交換が取り止めとなり、その後、2005年

4月1日付の石油公団の解散に伴い、同社の石油公団保有株式は、経済産業大臣に承継されています。当社としては引き続き当該株式の取得の可能性につき検討していますが、当該株式に係る経済産業大臣の今後の取扱方針は未定となっており、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。）、インベックス北カンボス沖石油株式会社、インベックス北マカッサル石油株式会社、インベックスマセラアラフラ海石油株式会社、インベックス北カスピ海石油株式会社についての取扱いが国際石油開発と石油公団の間で合意されています。サハリン石油ガス開発の株式の取扱いについては、後記「(2) 政府が保有するサハリン石油ガス開発の株式の取扱いについて」をご参照ください。サハリン石油ガス開発以外の上記各社の石油公団保有株式の国際石油開発への譲渡については、産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になっていましたが、2005年4月1日付の石油公団の解散に伴い、上記各社の石油公団保有株式は、経済産業大臣に承継されたインベックス北マカッサル石油株式会社に係る株式を除き、独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構（以下、「資源機構」といいます。）に承継されています。資源機構は、同機構の中期目標、中期計画において、石油公団から承継した株式については、適切な時期に適切な方法を選択して処分することとしていますが、上記各社の資源機構保有株式の譲渡の時期、方法は未定となっており、今後、当社による上記各社の株式の取得が実現しない可能性もあります。

(2) 政府が保有するサハリン石油ガス開発の株式の取扱い

経済産業大臣はサハリン石油ガス開発の普通株式の50%を保有しています。サハリン石油ガス開発は、サハリン島北東沖大陸棚における石油及び天然ガス探鉱開発事業を遂行するために1995年に設立された会社であり、同社は米国エクソンモービル社をオペレーターとするサハリンIプロジェクトの30.0%の権益を有しています。同プロジェクトは、原油及び天然ガスの先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ことに貢献するものと期待されます。

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

Business Risks

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する種類株式が当社に移転され、同時に同等の内容の種類株式（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発行したものです。

② 株主総会議決権、剰余金の配当、残余財産分配、償還

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

③ 定款上の拒否権

当社経営上の一定の重要事項（取締役の選解任、重要な資産の処分、定款変更、統合、資本の減少及び解散）の決定については、当社株主総会又は取締役会の決議に加え、甲種類株式に係る甲種類株主総会の承認決議を要する旨、当社定款に定められています。従って、甲種類株式を保有する経済産業大臣は、甲種類株主としてこれら一定の重要事項につき拒否権を有することとなります。

④ ガイドラインに定める拒否権の行使の基準

かかる拒否権の行使については平成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、甲種類株式により想定されるリスクには、以下のものが含まれます。

① 国策上の観点と当社及び一般株主の利益相反の可能性

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

② 拒否権の行使が普通株式の価格に与える影響

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

③ 当社の経営の自由度や経営判断への影響

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

10 兼任社外取締役について

当社の取締役会は2009年6月末現在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、三菱商事株式会社、三井石油開発株式会社及び新日本石油株式会社、(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重複する事業を行っている企業であることから、競業その他利害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。

Business Location

プロジェクト一覧

ユーラシア

(欧州・N I S諸国)

Page 37

- 54 P799 ライセンス(英国)
- 55 ACG 油田(アゼルバイジャン)
- 56 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)
- 57 北カスピ海沖合鉱区(カザフスタン)
- 58 サハリンI・プロジェクト(ロシア)

日本

Page 46

*1 | 南長岡ガス田ほか

中東・アフリカ

Page 40

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

*オペレータープロジェクト

アジア・オセアニア

Page 30

- 2 マハカム沖鉱区(インドネシア)
- 3 アタガユニット(インドネシア)
- 4 南ナトゥナ海 B 鉱区(インドネシア)
- 5 北西ジャワ沖鉱区(インドネシア)
- 6 南東スマトラ沖鉱区(インドネシア)
- 7 テンガ鉱区(インドネシア)
- 8 イーストカリマンタン鉱区(インドネシア)
- 9 ベラウ鉱区 - タンゲール NG プロジェクト(インドネシア)
- 10 南東マハカム鉱区(インドネシア)
- 11 スマイ II 鉱区(インドネシア)
- *12 マセラ鉱区(アパティ)(インドネシア)
- 13 WA-10-L 鉱区(豪州)
- 14 WA-155-P 鉱区(豪州)
- 15 WA-35-L 鉱区(豪州)
- 16 WA-255-P ブロック 1081 鉱区(豪州)
- 17 WA-12-L 鉱区(豪州)
- 18 WA-357-P 鉱区(豪州)
- 19 WA-274-P 鉱区(豪州)
- 20 WA-281-P 鉱区(豪州)
- 21 WA-410-P 鉱区(豪州)
- 22 WA-411-P 鉱区(豪州)
- *23 WA-285-P 鉱区(豪州)
- *24 WA-341-P 鉱区(豪州)
- *25 WA-343-P 鉱区(豪州)
- *26 WA-344-P 鉱区(豪州)
- 27 JPDA03-12 鉱区 - バユ・ウンダンプロジェクト(JPDA)
- 28 JPDA06-105 鉱区(JPDA)
- 29 05-1b/05-1c 鉱区(ベトナム)
- 30 SK-10 鉱区(マレーシア)
- 31 SK-8 鉱区(マレーシア)
- 32 マルタバン沖合(ミャンマー)
- 33 PDL3&PDL4 ユニタイゼーション(パプアニューギニア)
- 34 PPL190 鉱区(パプアニューギニア)

米州

Page 43

- 59 グアリコオリエンタル鉱区(ベネズエラ)
- 60 モルイ II 鉱区(ベネズエラ)
- *61 コパマコヤ鉱区(ベネズエラ)
- 62 ブロック 18(エクアドル)
- 63 クエルビト鉱区(メキシコ)
- 64 フロンテザン鉱区(メキシコ)
- *65 ブロック 31(スリナム)
- 66 フラージ鉱区(ブラジル)
- 67 アルバコーラ・プロジェクト(ブラジル)
- 68 BM-C-31 鉱区(ブラジル)
- 69 シップショール 72 鉱区(米国)
- 70 ウェストキャメロン 401/402 鉱区(米国)
- 71 メインパス 118 鉱区(米国)
- 72 ルイジアナ SL19372 鉱区(米国)
- 73 ジョスリンオイルサンド・プロジェクト(カナダ)
- 74 アサバスカ鉱区(カナダ)

Business Performance

パフォーマンス

3月31日終了の連結会計年度	2007	2008	2009
確認埋蔵量（期末現在）*1:			
原油・コンデンセート・LPG（百万バレル）	1,139	1,088	1,048
天然ガス（十億立方フィート）	3,782	3,346	3,300
合計（原油換算百万バレル）	1,770	1,645	1,598
生産量 *1			
原油・コンデンセート・LPG（千バレル／日）	242.5	241.5	223.2
天然ガス（百万立方フィート／日）	1,051.1	1,088.8	1,090.0
合計（原油換算千バレル／日）	417.7	423.0	404.9
原油換算 1 バレル当たりの平均コスト（米ドル）*2:			
生産コスト *3	8.5	10.2	12.4
一般管理費	1.7	1.6	2.5
費用（百万円）*4:			
権益取得費	1,144	17,980	10,405
探鉱投資	30,544	64,746	48,653
開発投資	185,957	232,958	235,306
合計	217,646	315,684	294,364
可採年数（年）			
期末の確認埋蔵量／期中生産量	11.6	10.7	10.8
期末の確認＋推定埋蔵量／期中生産量	24.5	28.2	32.3
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格（百万円）*1*5	1,347,128	1,701,806	613,273
リザーブ・リプレース・レシオ（3年平均、%）*6	293	122	61
原油換算 1 バレル当たりの探鉱・開発費（3年平均、米ドル）*2*7	6.9	17.5	28.3
推定埋蔵量（期末現在）*1:			
原油・コンデンセート・LPG（百万バレル）	1,610	1,274	1,603
天然ガス（十億立方フィート）	2,095	8,682	9,442
合計（原油換算百万バレル）	1,959	2,721	3,176

*1 P90「石油及び天然ガスの埋蔵量及び生産量について」の項を参照のこと。確認埋蔵量及び生産量は米国証券取引委員会（SEC）の規則に従った数値。

*2 当該会計年度の平均為替レートで米ドルに換算。2007年、2008年、2009年3月期の為替レートはそれぞれ1米ドル=116.62円、113.61円、100.85円。持分法適用関連会社分を除く。ただし、ジャパン石油開発株式会社の持分法適用関連会社分は含む。

*3 操業費ならびにロイヤリティ。

*4 持分法適用関連会社分を除く。ただし、ジャパン石油開発株式会社の持分法適用関連会社分は含む。

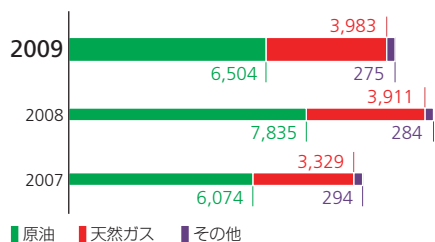
*5 当該会計年度の期末公示仲値の為替レートで米ドルに換算。2007年、2008年、2009年3月31日時点の為替レートはそれぞれ1米ドル=118.09円、100.20円、98.26円。

*6 リザーブ・リプレースメント・レシオ = 期中の確認埋蔵量増加分 / 期中生産量

*7 原油・ガス田の探鉱・開発費用及び権益の取得費用の合計額を、確認埋蔵量増加分で除した数値。

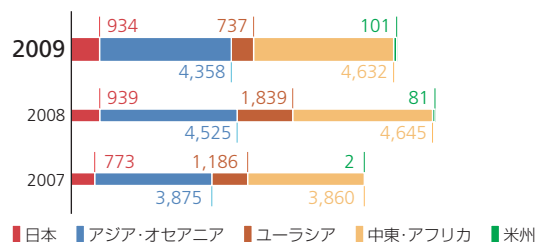
製品別売上高

2009年3月期 10,762 億円



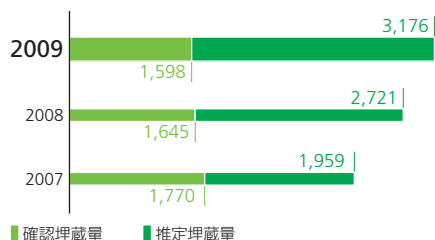
地域別売上高

2009年3月期 10,762 億円



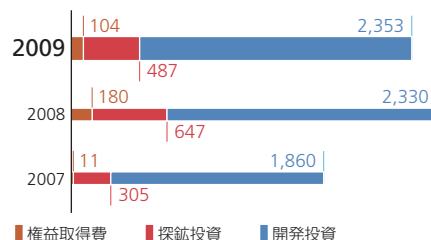
確認埋蔵量 + 推定埋蔵量

2009年3月末時点 4,774 百万 BOE*1



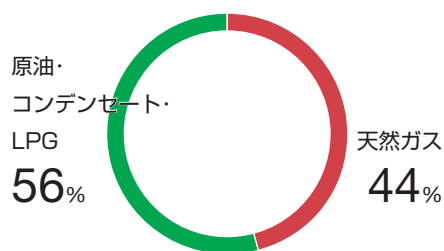
探鉱・開発投資額

2009年3月期 2,944 億円



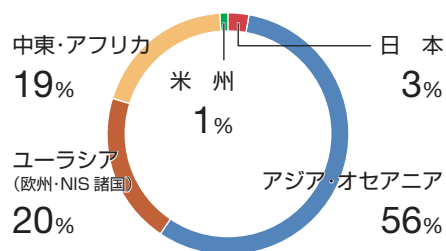
確認埋蔵量 + 推定埋蔵量 (製品別)

2009年3月末時点 4,774 百万 BOE*1



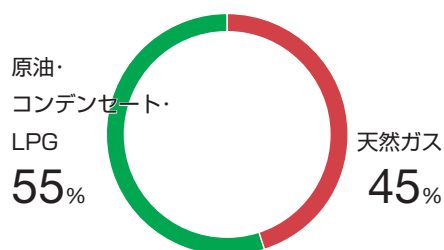
確認埋蔵量 + 推定埋蔵量 (地域別)

2009年3月末時点 4,774 百万 BOE*1



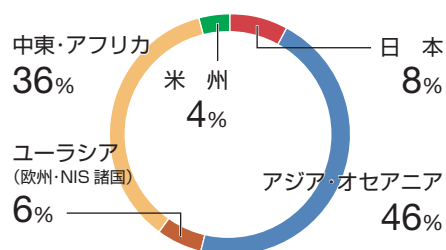
生産量 (製品別)

2009年度計 404.9 百万 BOE*1 / 日



生産量 (地域別)

2009年度計 404.9 百万 BOE*1 / 日



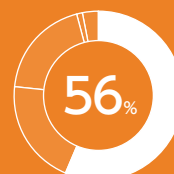
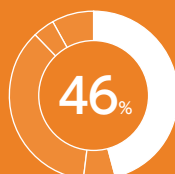
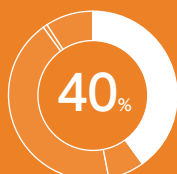
*1 Barrels of Oil Equivalent: 天然ガスの生産量・埋蔵量も原油に換算した合計値

Business Activities — Asia & Oceania

プロジェクトの状況

地域別売上高 4,358 億円

地域別生産量 185 千BOE*1/日

地域別埋蔵量 2,689 百万BOE*1
(確認+推定)

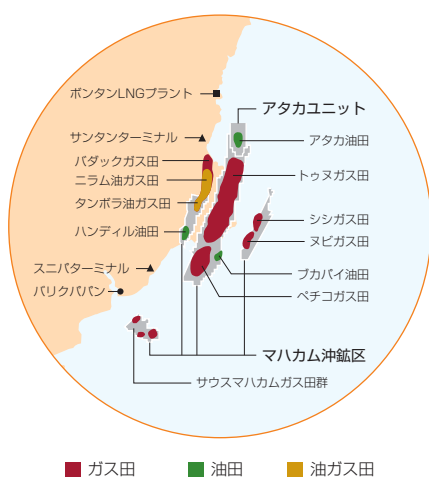
*1 Barrels of Oil Equivalent: 天然ガスの生産量・埋蔵量も原油に換算した合計値

契約地域	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フラ海石油株式会社 (1998年12月2日)	*同社 100%
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 ウィリアガール 10.0% LNG Japan 7.35% Talisman 3.06%
WA-285-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%
WA-274-P		同社 20% Chevron 50% *Santos 30%
WA-281-P		同社 20.0000% *Santos 47.8306% Chevron 24.8300% Beach 7.3394%
5 WA-341-P		*同社 60% TOTAL 40%
WA-343-P		*同社 60% TOTAL 40%
WA-344-P		*同社 60% TOTAL 40%
WA-410-P		同社 20% *Santos 30% Chevron 50%
WA-411-P		同社 26.6064% *Santos 63.6299% Beach 9.7637%
WA-10-L	アルファ石油株式会社 (1989年2月17日)	同社 20% *BHPBP 45% ExxonMobil 35%
WA-12-L (深層部)		同社 18.67% *ExxonMobil 81.33%
WA-155-P (Part I)		同社 28.5% *BHPBP 39.999% Apache 31.501%
ヴァンゴッホ限定エリア		同社 47.499% *Apache 52.501%
6 WA-155-P (Part II)	同社 18.67% *Apache 81.33%	
WA-357-P	同社 35% *Apache 65%	
WA-35-L (ヴァンゴッホ限定エリアを除く)	同社 47.499% *Apache 52.501%	
WA-255-P 1081 ブロック	同社 23.7495% *Apache 26.2505% Woodside 50.0000%	
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 35% *Eni 40% Talisman 25%
8 JPDA03-12 バユ・ウندانユニット	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%
		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



アジア・オセアニア



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）にファームアウトし、その後プカパイ油田、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。

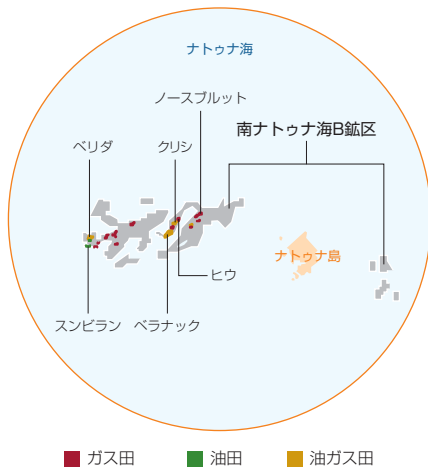
生産された原油とコンデンセートは、積み出し基地（サンタンターミナル及びスニパターミナル）から日本の石油精製会社、電力会社などへタンカーで出荷されています。天然ガスは主として世界最大級のボンタンLNGプラントへ供給され、日本をはじめとする需要家向けに出荷されています。

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、2017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。



アジア・オセアニア

2 南ナトゥナ海 B 鉱区



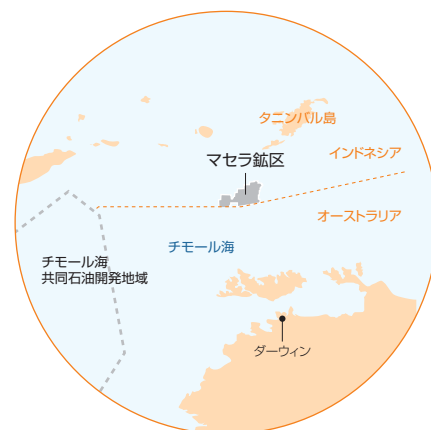
当社は、1977年7月に既発見のウダン油田を含む南ナトゥナ海B鉱区の権益を17.5%取得しました。さらに、1994年1月に同鉱区の17.5%の権益を追加取得し、当社の参加権益比率は35%となりました。当社参画以降も、ベラナック油ガス田、ヒウガス田、ノースブルットガス田、ベリダ油ガス田、スンビラン油田、クリシ油ガス田などの油ガス田を続けて発見しています。

原油に関しては、1979年以降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: 浮遊式海洋石油・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サートに加え、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年第3四半期の生産開始を目指しノースブルットガス田の開発作業を実施しています。

3 マセラ鉱区 (アバディ)

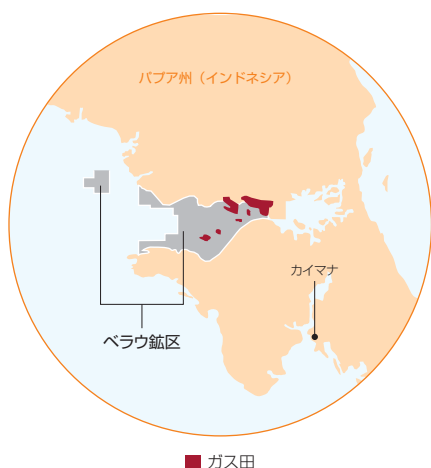
当社は、1998年11月に公開入札によりマセラ鉱区の100%権益を取得しました。当社はオペレーターとして探鉱作業を推進し、2000年に掘削した試掘第1号井によりアバディガス・コンデンセート田を発見しています。これは、インドネシア領アラフラ海域における初の炭化水素（石油・天然ガス）の発見となりました。その後、2002年に掘削した評価井2坑によりガス層の広がりを確認し、引き続き埋蔵量評価および開発シナリオ選定のための評価・検討を実施しました。2007年5月より2008年7月までアバディガス・コンデンセート田の埋蔵量評価の精度向上のため4坑の追加評価井掘削作業を実施し、いずれにおいてもガス層の広がりを確認しました。また、これと並行して Floating LNG の Pre-FEED 作業を実施しました。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、それに対する基本承認を得ました。今後はアバディガス・コンデンセート田開発に向けて基本設計作業（FEED）、環境社会影響評価等の各種作業の実施を予定しています。



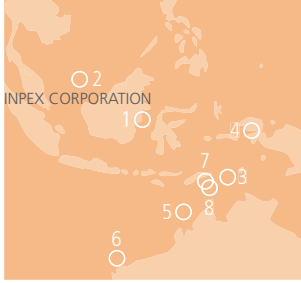
4 ベラウ鉱区 —タングー—LNG プロジェクト

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ムガール鉱区、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 745 万トンの LNG 供給を実施していきます。



■ ガス田



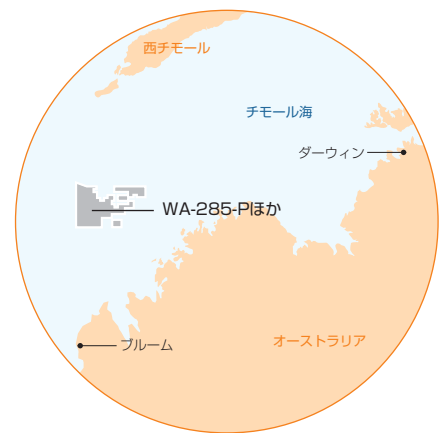
アジア・オセアニア

5 WA-285-P 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。現在、エンジニアリング作業、フィールドデータ収集、環境影響アセスメントなどの開発準備作業及びLNGのマーケティングに積極的に取り組んでいます。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、2015年から生産を開始する計画であり、初期生産段階での生産・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追加の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。

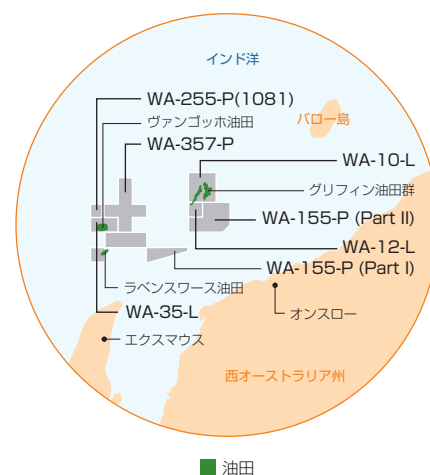
さらに当社は、WA-285-P 鉱区周辺の7つの鉱区 (WA-274-P、WA-281-P、WA-341-P、WA-343-P、WA-344-P、WA-410-P、WA-411-P) の権益を取得し、今後の探鉱作業により相当量の原油・天然ガスが発見された場合には、イクシスガス・コンデンセート田の開発との相乗効果など、当社事業のさらなる拡大が期待されます。



6 WA-10-L 鉱区 (グリフィン油田群)、WA-35-L 鉱区 (ヴァンゴッホ油田)、WA-155-P (Part I) 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、天然ガスの生産を行っています。

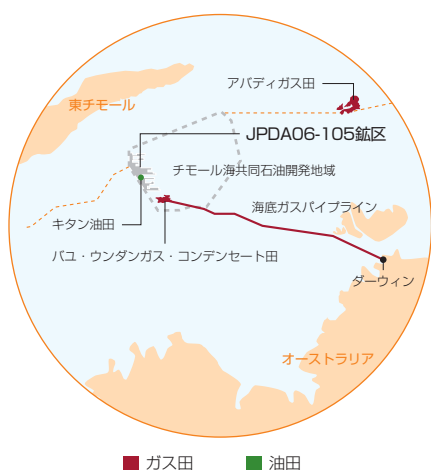
また当社は、WA-10-L 鉱区の周辺にて1994年7月、WA-155-P (Part II) 鉱区及びWA-12-L 鉱区 (深層部)、1999年7月にはWA-155-P (Part I) 鉱区、さらに、2006年7月にはWA-357-P 鉱区、2009年3月にはWA-255-P 鉱区内の1ブロックの権益を取得しています。WA-155-P (Part I) 鉱区ではヴァンゴッホ油田及びラベンスワース油田が発見されており、ヴァンゴッホ油田は2007年4月に開発移行を決定し、2008年10月には同油田にかかる2ブロックの生産ライセンス (WA-35-L 鉱区) がオーストラリア政府より付与され、2009年第4四半期の生産開始を目指して開発作業を実施しています。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、2010年半ばの生産開始を目指して開発作業を実施しています。

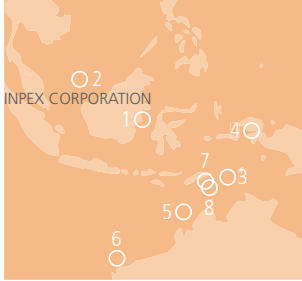


7 JPDA 06-105 鉱区 (キタン油田)

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) にある 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、同年5月、当局から開発対象油田 (開発エリア) として承認されました。現在、キタン油田の開発検討を進めており、2009年後半に同油田開発に対する最終投資決定を行う予定です。





アジア・オセアニア

8 JPDA 03-12 鉱区—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と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 鉱区の権益を取得しました。同鉱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 鉱区のバユ構造と一体であることが判明したことから、両鉱区の権益保有者が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の出荷を開始しました。

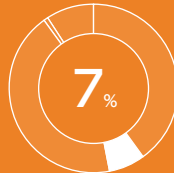


■ ガス田

Business Activities — Eurasia

プロジェクトの状況

地域別売上高 737 億円



地域別生産量 25 千BOE*1 /日



地域別埋蔵量 941 百万BOE*1
(確認 + 推定)



*1 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

契約地域	事業会社（設立）	権益比率
1 北カスピ海沖合	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 （アゼリ・チラグ・グナシリ）	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 10.00% *BP 34.14% Chevron 10.28% SOCAR 10.00% StatoilHydro 8.56% ExxonMobil 8.00% TPAO 6.75% Devon Energy 5.63% 伊藤忠商事 3.92% 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% StatoilHydro 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

INPEX Outline

INPEX Direction

INPEX Operation
プロジェクトの状況

INPEX Sustainability

Financial Section

1

2

3



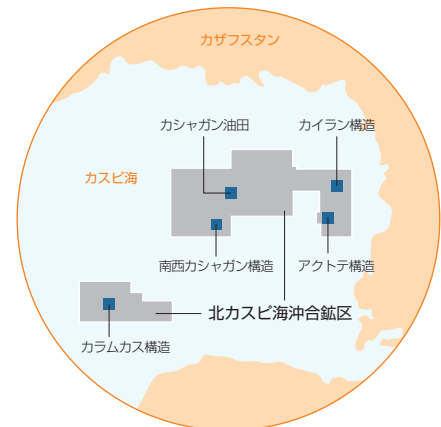
ユーラシア

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。

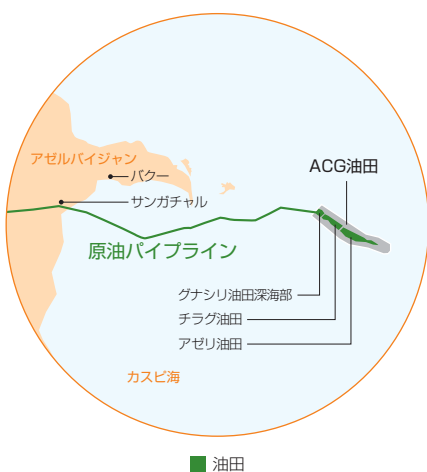


2 ACG 油田

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。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。

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。



■ 油田

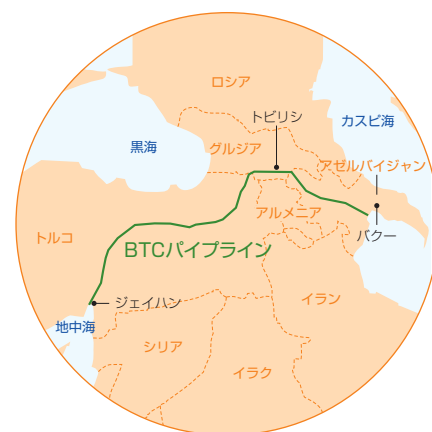
3 BTC パイプライン

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經由せずに、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。

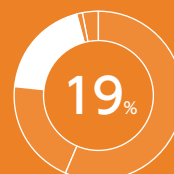
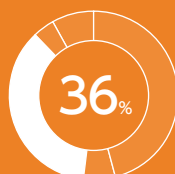


Business Activities — Middle East & Africa

プロジェクトの状況

地域別売上高 4,632 億円

地域別生産量 146 千BOE*1/日

地域別埋蔵量 913 百万BOE*1
(確認+推定)

*1 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

契約地域	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・オオールI/II	帝石エル・オオール石油株式会社 (2001年12月21日)	同社 10.29% Sonatrach 67.33% *Eni 22.38%

*オペレーター

4○

3○

1○

2○

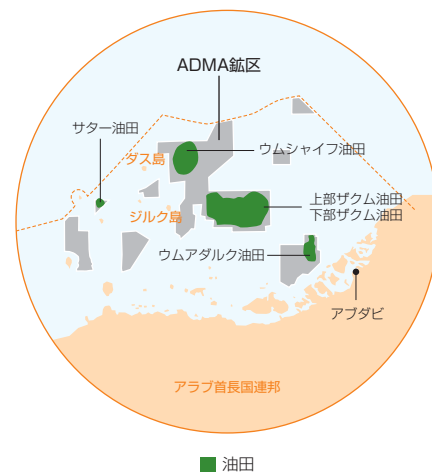
中東・アフリカ

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については、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については、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ガス圧入施設建設、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。

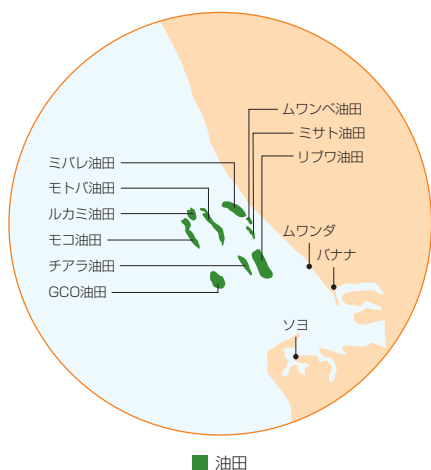
これら油田の操業は、現地に設立された操業会社ADMA-OPCO及びZADCO (アブダビ国営石油会社 (ADNOC) とジャパン石油開発などとの合併会社) を通じて行われており、当社はジャパン石油開発を通じ、両操業会社へ技術者を中心に人員を継続的に派遣しています。

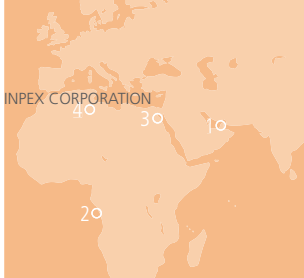


2 コンゴ民主共和国沖合鉱区

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。





中東・アフリカ

3 ウエスト・バクル鉱区

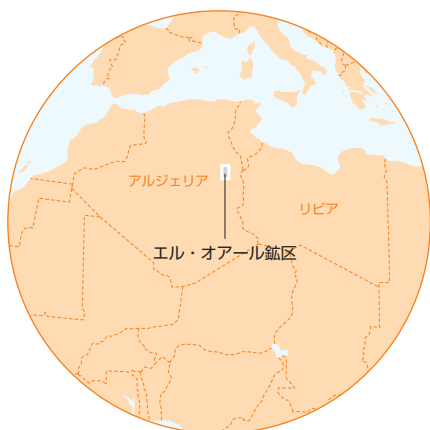
当社が三井物産株式会社などと共同で設立したエジプト石油開発株式会社は、1975年6月にエジプト東部砂漠ウエスト・バクル鉱区の100%権益を取得し、オペレーターとして探鉱作業を進めた結果、3構造にて油田を発見し、1980年より生産を行っています。

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

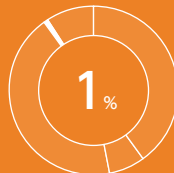


当社は、2001年11月にアルジェリア東部陸域エル・オアールI/II鉱区の10.29%権益を取得しました。エル・オアールI鉱区では、1997年に掘削した試掘井及びその後に掘削した評価井にて、天然ガス・コンデンセート及び原油の胚胎が、またエル・オアールII鉱区でも2001年に掘削した試掘井にて天然ガス及びコンデンセートの胚胎がそれぞれ確認されており、現在、周辺油ガス田との共同開発検討作業を行っています。

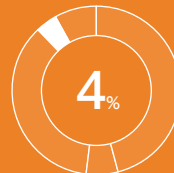
Business Activities — Americas

プロジェクトの状況

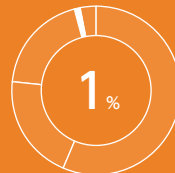
地域別売上高 101 億円



地域別生産量 17 千BOE*1 /日



地域別埋蔵量 69 百万BOE*1
(確認 + 推定)



*1 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

契約地域	事業会社 (設立)	権益比率
OSL 7280060T24	インベ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		
コバマコヤ	Teikoku Oil and Gas Venezuela, C.A. (2006年6月7日)	同社 70% PDVSA 30%
2 グアリコオリエンタル		
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%
シップショール 72	Teikoku Oil (North America) Co., Ltd. (2003年5月30日)	同社 25% *PetroQuest 50.5% その他 24.5%
メインパス 118		
4 ウェストキャメロン 401		同社 25% *PetroQuest 38% その他 37%
ウェストキャメロン 402		同社 25% *PetroQuest 25% その他 50%
レイジアナ SL19372		同社 18.75% *PetroQuest 41.25% その他 40%

*オペレーター





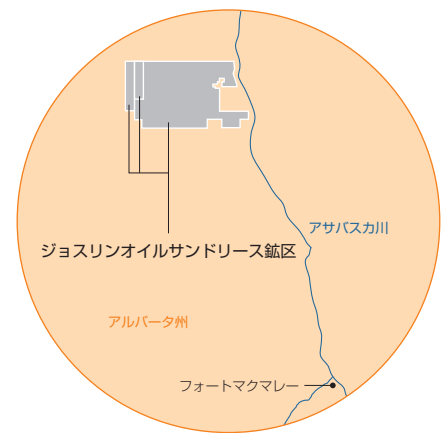
米 州

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。

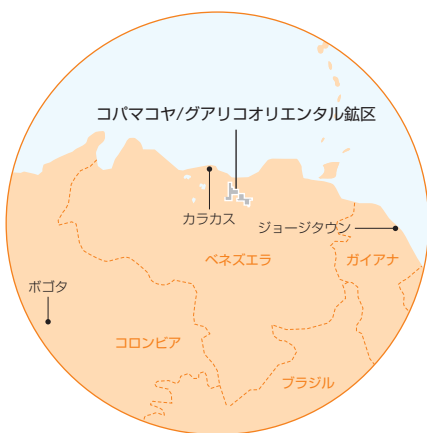
オイルサンド上流開発プロジェクトの権益取得とともに、当社はTOTAL社がアルバータ州エドモントンで計画しているオイルサンド改質（合成原油製造）プロジェクトに参加する権利を取得しました。同プロジェクトでは、第一段階として日量13万バレルの合成原油をオイルサンドから製造できる設備の建設を計画しています。



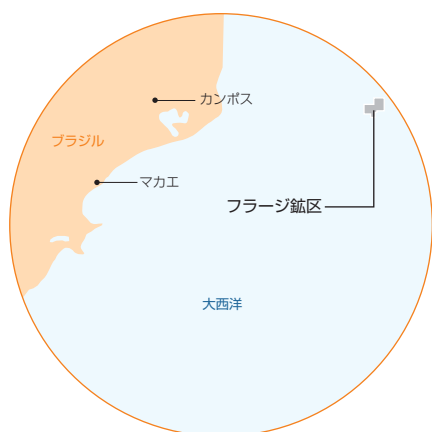
2 コパマコヤ鉱区及びグアリコオリエンタル鉱区

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

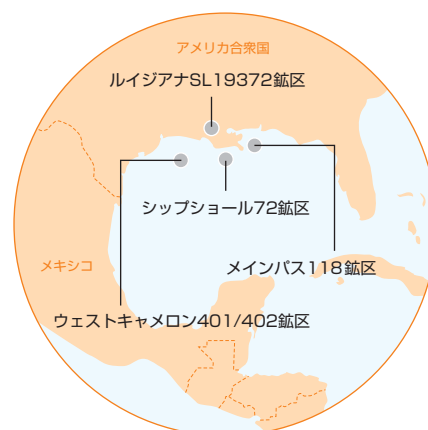


当社と双日株式会社が共同出資で設立したブラジル現地法人 Frade Japão Petróleo Limitada (FJPL) は、1999年7月にブラジル北カンボス沖合のフラージ鉱区の12.75% 権益を取得しました。その後2001年7月に同鉱区の権益を2.25% 追加取得し、また2006年6月に契約上の取り決めにより権益比率が変更された結果、FJPLの参加権益比率は約18.3% になっています。

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、ブラジルの石油開発プロジェクトとして本邦企業による初の原油生産が実現しました。

4 シップショール72 鉱区・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

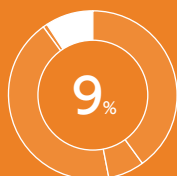
当社は、子会社の Teikoku Oil (North America) Co., Ltd. を通じ、2006年4月より順次アメリカ合衆国メキシコ湾浅海域における油ガス田開発事業に参入し、同年7月よりシップショール72 鉱区において原油・ガスの生産を開始しました。その後2007年4月にメインパス118 鉱区、2008年2月にウェストキャメロン401 / 402 鉱区、2008年11月にルイジアナ SL19372 鉱区からも生産を開始しました。



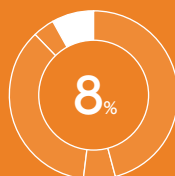
Business Activities — Japan

プロジェクトの状況

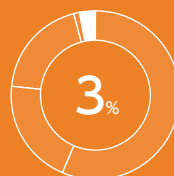
地域別売上高 934 億円



地域別生産量 32 千BOE*1 / 日



地域別埋蔵量 162 百万BOE*1
(確認 + 推定)



*1 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



日本

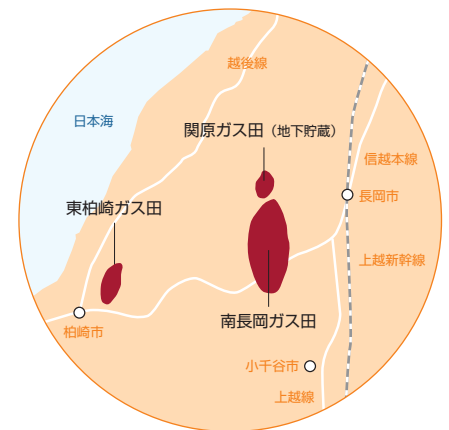
南長岡ガス田を中心とする国内天然ガス事業

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20年以上経過した現在も我が国の天然ガス総生産量の5割近くを占める、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。

天然ガスは、ほかの化石燃料に比べて環境負荷が低いクリーンエネルギーであり、またここ数年の競合エネルギー価格の高騰を受け、急激に需要が拡大しています。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を背景として、今後も中長期的には年間20~30億m³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年からは静岡よりLNG気化ガスを導入することにより、供給能力と安定性の飛躍的向上を実現します。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の構築も視野に入れ、事業規模の拡大を図っていきます。

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

Mission & Corporate Social Responsibility Policy

経営理念及び企業行動憲章

国際石油開発帝石グループ経営理念

私たちは、国内外における石油・天然ガスの開発を主体とし、エネルギーの安定的かつ効率的な供給を実現することを通じて、豊かな社会づくりに貢献する総合エネルギー企業を目指します。

国際石油開発帝石グループ 企業行動憲章

当社グループは、長期的な視野に立って効率的かつ積極的な事業運営を進め、社会的責任を果たし信頼される企業であり続けるため、経営トップの率先垂範の下、以下の原則に基づき、たゆまぬ努力を続けていきます。

1. 社会や産業に不可欠なエネルギーの安定的かつ効率的な供給を実現します。
2. すべての事業活動において、法令の遵守はもとより、社会的規範に沿った良識ある行動をとります。
3. 株主、従業員、取引先、ビジネスパートナーをはじめ広く社会とのコミュニケーションを図り、企業情報を積極的かつ公正に開示します。
4. 従業員の多様性、人格、個性を尊重するとともに、ゆとりと豊かさを実現すべく、労働安全衛生を確保し、働きやすい環境や能力開発の機会を提供します。
5. 環境問題への取り組みは企業の存在と活動に必須の要件であることを認識し、自主的、積極的に社会の持続可能な発展に貢献します。
6. 良識ある社会の一員として、各国・各地域の文化や習慣を尊重し、その発展に貢献する経営を行います。

Corporate Governance

コーポレート・ガバナンス

経営理念のもと、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、文中の記載内容は、時期等の記載がある場合を除き、2009年6月末時点の状況に基づいています。

① 会社の機関の内容

a) 取締役及び取締役会

当社の取締役会は、2009年3月31日現在、16名で構成され、うち4名は社外取締役です。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。

当該社外取締役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、客観的見地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、各々当社株主である石油資源開発株式会社、三菱商事株式会社、三井石油開発株式会社及び新日本石油株式会社（以下、「当社株主会社」といいます。）の相談役や取締役を兼任しています。

一方、当社株主会社は、いずれも当社グループの事業と重複する事業を行っている企業であることから、競争その他利害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。

b) 経営会議及び執行役員制度

意思決定の迅速化の観点から、毎週ないし適宜開催される経営会議を設置し、取締役会の決議事項に属さない事項についての機動的な意思決定を行うとともに、取締役会の意思決定に資するための議論を行っています。また、急速に変化する経営環境及び業務の拡大に的確かつ迅速に対応するため、2008年10月1日より執行役員制度を導入し、一層機動的かつ効率的な経営体制の強化を図っています。

c) 監査役及び監査役会

当社は監査役制度を採用し、2009年3月31日現在、5名で監査役会を構成し、うち3名は社外監査役です。

監査役は、取締役会、経営会議に出席し、また必要に応じて担当部署に対するヒアリング、担当部署からの報告等を通じて経営全般及び個別案件に関して取締役の職務の執行を監査しています。また、監査役は、会計監査人から定期的及び随時監査に関する報告を受け、内部監査部門から適宜内部監査の状況について報告を受けています。

当該社外監査役3名は、当社の事業や財務等の分野における豊富な経験と知見を有し、それらを当社の監査業務に活かしています。なお、うち2名は、当社株主である石油資源開発株式会社及び丸紅株式会社の取締役を兼任しており、いずれも当社グループの事業と重複する事業を行っている企業です。

d) 内部監査

事業活動の適切性・効率性を確保するために、通常の業務執行部門から独立した内部監査部門として、社長直属の「監査ユニット」（専任9名）を設置しています。監査ユニットは、経営組織の整備状況、業務運営の効率性等の評価・検討、問題点の指摘、必要な報告、改善状況のフォローアップ監査等を実施し、また、会計監査人、監査役と随時意見交換を行いながら、経営管理の適正化に寄与しています。

e) 会計監査

会計監査については、会社法及び金融商品取引法に基づく会計監査を新日本有限責任監査法人より受けています。2009年3月期において業務を執行した公認会計士の氏名及び監査業務にかかる補助者の構成は、以下のとおりとなっています。

・業務を執行した公認会計士の氏名

遠藤 健二、古杉 裕亮、中野 竹司、高橋 聡

・会計監査業務に係る補助者の構成

公認会計士：4名、会計士補等：12名、その他：14名

なお、新日本有限責任監査法人は、監査法人の種類の変更により、2008年7月1日をもって新日本監査法人から名称変更しています。

Corporate Governance

② 内部統制システムの整備の状況

a) 取締役及び使用人の職務の執行が法令及び定款に適合することを確保するための体制その他業務の適正を確保するための体制

当社は、取締役及び使用人の職務の執行が法令及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、取締役及び使用人がその職務執行上、法令及び定款に則り、行動することを確保しています。併せて、社内担当部署及び社外専門家（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及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及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、社長直属の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) 当社及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又は承認しています。

子会社等におけるリスク管理、コンプライアンス管理及び内部監査についても、グループ経営管理契約に基づき、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1名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) 取締役及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

取締役及び使用人は、監査役に対して、法に定める事項、当社及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、報告及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、公認会計士、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、必要に応じ報告を受けるなど、監査の実効性の向上を図っています。

③ 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、株主総会又は取締役会の決議に加え、甲種類株式に係る甲種類株主総会の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」であります。このうち「取締役の選解任」及び「統合」については、当社普通株式について公的主体以外の、単一の株主又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」、又は「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」、又は「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くした必要最小限の措置となっているものと考えています。

④ リスク管理及び企業倫理

当社は、激しく変化する事業環境の中で、企業価値の向上を図るためには、事業運営に伴うリスクを適切に管理することにより、損害の発生・拡大を未然に防止するとともに、顧客、投資家等の当社に対する信頼の維持・強化を図ることが重要であると認識しており、継続的にリスク管理の強化に努めています。

また、企業の持続的な発展に必要な不可欠なコンプライアンス体制を体系的に整備し、法令遵守・企業倫理の徹底を図っています。

⑤ 情報開示

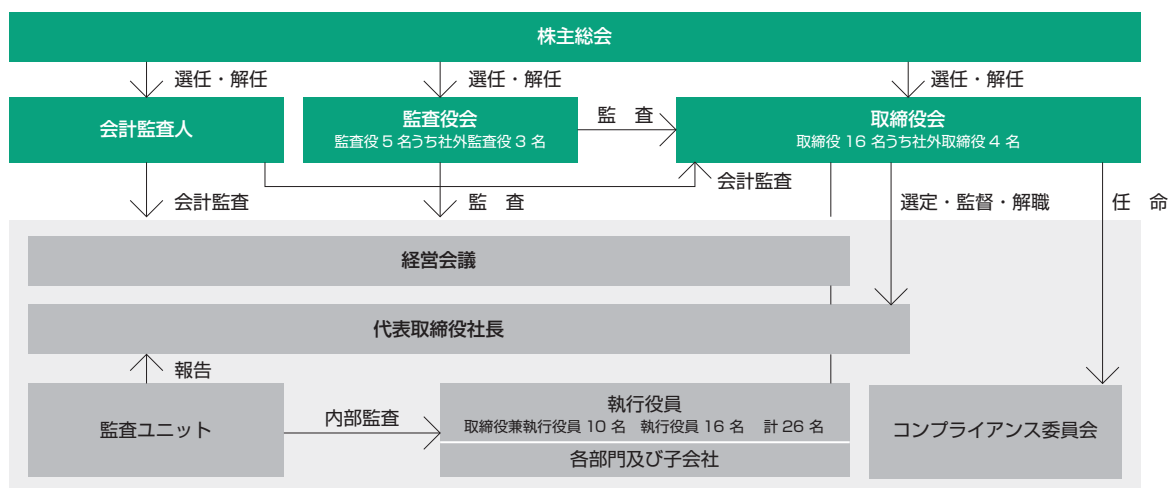
当社は、経営の透明性、経営者のアカウンタビリティを向上させるべく、株主や投資家の皆様に向けたIR活動、株主総会やホームページ、広報活動等を通じて情報の適時開示を行うとともに、常にその充実に努めています。

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。

Corporate Governance

⑥ 当社のコーポレート・ガバナンス体制

当社のコーポレート・ガバナンス体制の模式図は、次のとおりです。



⑦ 役員報酬の内容

2009年3月期における取締役及び監査役の報酬等の額は以下のとおりです。

取締役	18人	593百万円	(うち社外取締役3人12百万円)
監査役	6人	90百万円	(うち社外監査役4人35百万円)

(注)

1. 取締役の報酬等の額には、使用人兼務取締役の使用人分給与は含まれていません。ただし、2009年3月期は使用人分給与はありません。

- 報酬等の額には、2009年6月25日開催の第3回定時株主総会で決議された賞与113百万円(取締役104百万円、監査役9百万円)及び役員退職慰労引当金の繰入額が含まれています。なお、当社は、2008年6月25日開催の第2回定時株主総会終了の時をもって、役員退職慰労金制度を廃止していますため、報酬等の額に含まれる当期に係る役員退職慰労引当金の繰入額は、2008年4月から同制度廃止までの期間に係る額です。
- 支給人数には、2008年9月30日をもって任期満了により退任した取締役3名及び第2回定時株主総会終了の時をもって辞任により退任した監査役(社外監査役)1名が含まれています。
- 2009年3月末現在の取締役16名中1名に対しては報酬等を支払っていません。
- 上記の報酬等の額のほか、当事業年度において社外役員が当社の子会社から受けた役員としての報酬等の総額は5百万円です。

⑧ 取締役の定数

当社の取締役は16人以内とする旨定款に定めています。

⑨ 取締役の選解任の決議要件

当社は、取締役の選任決議について、議決権を行使することができる株主の議決権の3分の1以上を有する株主が出席し、その議決権の過半数をもって行う旨定款に定めています。また、取締役の選任決議は、累積投票によらない旨定款に定めています。

なお、「取締役の選解任」につきましては、株主総会の決議に加え、甲種類株式に係る甲種類株主総会の決議が必要となる場合がある旨定款に定めています。この内容につきましては前記「③ 種類株式について」をご参照下さい。

⑩ 取締役会にて決議できる株主総会決議事項

当社は、将来の機動的な資本政策の遂行を可能とするため、会社法第165条第2項の規定により、取締役会の決議によって市場取引等により自己の株式を取得することができる旨定款に定めています。

当社は、取締役及び監査役が、期待される役割を十分に発揮できるよう、会社法第426条第1項の規定により、任務を怠ったことによる取締役（取締役であった者を含む。）及び監査役（監査役であった者

を含む。）の損害賠償責任を、法令の限度において、取締役会の決議によって免除することができる旨定款に定めています。

当社は、株主への機動的な利益還元を行うことを目的として、取締役会の決議によって、毎年9月30日の最終の株主名簿に記載又は記録された株主又は登録株式質権者に対し、会社法第454条第5項の規定による中間配当を行うことができる旨定款に定めています。

監査報酬の内容等

① 監査公認会計士等に対する報酬の内容

区分	前連結会計年度		当連結会計年度	
	監査証明業務に基づく報酬 (百万円)	非監査業務に基づく報酬 (百万円)	監査証明業務に基づく報酬 (百万円)	非監査業務に基づく報酬 (百万円)
提出会社	-	-	173	14
連結子会社	-	-	52	0
計	-	-	225	15

② その他重要な報酬の内容

当社の連結子会社インベックス西豪州ブラウズ石油㈱は、当社の監査公認会計士等と同一のネットワークに属しているErnst & Youngに対して、支店監査等の報酬を支払っています。また、在外連結子会

社のINPEX DLNGPL Pty Ltd等はErnst & Youngに対して、現地法定監査の報酬を支払っています。

③ 監査公認会計士等の提出会社に対する非監査業務の内容

当社が監査公認会計士等に対して報酬を支払っている非監査業務の内容は、財務報告に係る内部統制システム構築に関する助言業務等です。

④ 監査報酬の決定方針

監査報酬は、監査計画・監査日数等を総合的に勘案し、監査役会の同意を得た上で、決定しています。

Corporate Social Responsibility

企業としての社会的責任 (CSR)

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。当社では、環境保全と事故・災害の防止を不可分の関係ととらえ、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される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

2008年10月、本社に環境保安ユニットを組織し、必要に応じて、オペレータープロジェクトを担う組織にもHSE担当グループを設置しています。

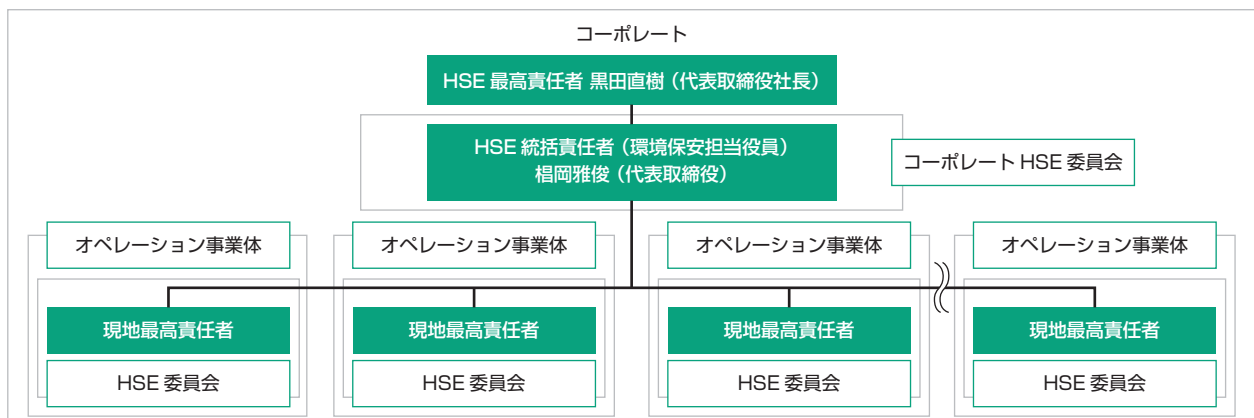
あわせて、HSEを組織横断的に推進していくことを目的に、グループ全体のHSEマネジメントシステム規則・要領、重点目標などを定める「コーポレートHSE委員会」を設置しました。2009年3月期には、コーポレートHSE委員会を10回開催し、18種類のHSE関連要領について審議／承認を行いました。

当社のHSEマネジメントシステムでは、オペレータープロジェクトを担う組織をオペレーション事業体と称しています。各事業体こそ

が、HSE活動を現場で実践する立場にあり、国内外を問わずコーポレートの環境安全方針に基づいてプロジェクトを遂行し、その推進組織としてオペレーション事業体の中にもHSE委員会を設けています。

また、本社経営層と各オペレーション事業体の責任者がHSE意識の高揚と知見の共有を進めるとともに、各所においてコーポレートのHSE重点目標を周知徹底するため、2008年に引き続き、2009年には、HSE実務者による会議を2月に、また、同3月には、第二回HSE会議を開催しています。同会議には、エジプト、インドネシア、オーストラリア、ベネズエラ、スリナム、国内の各オペレーション事業体の代表者が参加しました。

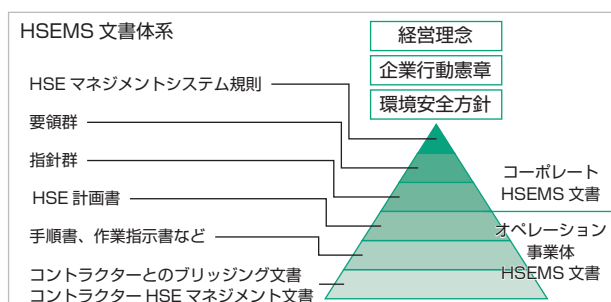
HSE マネジメントシステム推進体制図



HSE マネジメントシステムの管理体系

当社が経営理念と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、保安と環境保全に関しては、環境安全方針を策定し、これを体系的かつ確実に実現するための管理体系の基礎として、コーポレートレベルのHSE マネジメント規則及び要領書類を策定し、さらに各オペレーション事業体では、この規則と要領書類にしたがって、事業体ごとの手順書・計画書類を作成しています。これらの文書で規定された、PDCA サイクルを基本とした管理体系のもと、コーポレートと各オペレーション事業体は安全の確保と環境保全に、一体となって取り組んでいます。

2009年3月末までに発行したHSE文書は以下の通りです。



地域社会への貢献

相互理解を促す文化交流

当社は、2008年10月親日家でご知られるアブダビ皇太子殿下からの要請により、裏千家による同国でのお茶会開催に協力しました。皇太子をはじめとする要人や、現地大学の学生に対して、茶道の意義や歴史、効能の解説、点前の実演などを行い、日本文化の一端を紹介しました。これを機に、同国での茶室の建立や、裏千家への留学生派遣が計画されており、両国の一層の文化交流につながるものと期待されています。



皇太子や要人、学生を対象としたお茶会の開催・日本文化の象徴である茶道を紹介（アブダビ）

社会・経済発展に貢献する多角的な支援

当社の70%出資によりベネズエラに設立したガス開発共同事業会社「Gas Guarico, S.A.」は、現地における生活水準向上、産業育成の支援に力を入れています。2007年には、現地の市町村が進めていた湖から町への給水プログラムへの協力を申し出ました。この水は、灌漑用や飲料用に使用され、地域に大きな貢献をもたらすと期待されています。現在、同計画は関係官庁および地元の承認を経て、2009年実行に向けて準備が進められています。



灌漑用水、飲料用水をもたらす給水プログラムへの協力・地域の生活水準向上、産業育成への支援（ベネズエラ）

企業市民としての地域コミュニティへの参画

当社は09年5～6月、オーストラリア・ダーウィンで開催されたオーストラリア石油探鉱開発協会（APPEA）主催の年次総会に参加・出展を行いました。当社ブースでは、「エネルギー」「就業」「コミュニティ」を掲げ、イクシスプロジェクトにおける天然ガス液化処理施設の建設予定地であるダーウィンにおいて、地元地域との共生を図ることをメッセージとしました。また、地元高校生を対象に、石油ガス開発産業の紹介および就業に関するワークショップを開催しました。



APPEA 総会への出展：イクシスプロジェクトのプラント建設予定地で「共生」のメッセージを発信（オーストラリア）

Board of Directors

役員紹介



1	代表取締役会長	松尾 邦彦	13	常勤監査役	林 滋
2	代表取締役	梶岡 雅俊	14	常勤監査役	戸恒 東人
3	代表取締役社長	黒田 直樹	15	常勤監査役	渡辺 滋
4	取締役	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)	吉村 尚憲
6	取締役	金森 邦夫		取締役(非常勤)	香川 幸之
7	取締役	佐野 正治		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)	國分 文也
10	取締役	伊藤 成也			
11	取締役	田中 渡			
12	取締役	池田 隆彦			

Financial Section

財務セクション

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	58
経営陣による財政状態及び経営成績の検討と分析	61
連結貸借対照表	68
連結損益計算書	70
連結株主資本等変動計算書	71
連結キャッシュ・フロー計算書	72
連結財務諸表の注記	73
独立監査人の監査報告書	88

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

損益計算書上の会計処理は以下の通りです。

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

生産分与契約における回収対象のコスト

探鉱コスト

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

開発コスト

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

生産コスト

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

管理費

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

利息

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

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

生産分与契約における回収対象外のコスト

権益取得コスト

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

たは生産段階の場合は、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。

■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。退職給付制度を変更した場合は過去勤務債務が、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それぞれ発生し、業績に影響を与える可能性があります。なお、過去勤務債務及び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。

また、一部の連結子会社においては、個別の退職給付制度が300人未満となるため、日本の「退職給付に係る会計基準」で認められている簡便法を適用し、年度末における自己都合要支給額を計上しております。

経営陣による財政状態及び経営成績の検討と分析

経営環境

2009年3月期における我が国経済は、米国のサブプライムローン問題に端を発した金融危機による世界的規模での急速な景気後退や円高等を受けて、秋以降、企業収益および輸出が減少し、雇用情勢も厳しさを増すなど、急速に悪化いたしました。

このような事業環境の中、当社グループの業績に大きな影響を及ぼす国際原油価格は、WTI（ウェスト・テキサス・インターメディアートの略。国際的な原油指標。）の期近もの終値ベースで、4月に1バレル当たり100.98米ドルから始まり、中国やインドなど新興国における石油需要の拡大と産油国における地政学的リスク、投機資金の原油先物市場への流入などを背景に上昇を続け、7月には、一時史上最高値1バレル当たり147.27米ドルを記録いたしました。しかし、それ以降、世界的な景気後退とこれに伴う石油需要の落ち込みを背景に下落に転じ、12月には4年半ぶりに1バレル当たり40米ドルを割り込み、年明け後も1バレル当たり30米ドル台前半～50米ドル台前半の間で推移する中、1バレル当たり49.66米ドルで2009年3月期を終えました。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。

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、2009年3月期は1米ドル100円近辺で始まり、米サブプライムローン問題に端を発した信用不安が一時的に落ち着きを見せ、商品価格高騰を主因とした世界的な金融引き締め観測が残る中、円は売られ易い地合となり、8月には110円近辺まで円安が進行しました。しかし、米国他主要国の景気後退が顕著となり、商品価格が下落に転じると円安圧力は漸減し、9月に米大手金融機関の破綻をきっかけに金融危機が勃発すると、リスク資産逃避の動きや世界的な利下げ局面から円は全面高となり、円の為替相場は年末にかけて87円台前半まで円高が進みました。その後、リスク資産逃避の動きが一巡すると、円は期末にかけて円安方向に値を戻し、期末公示仲値（TTM）は前期末から1円94銭円高の98円26銭となりました。

業績概況

3月31日に終了した連結会計年度	(百万円、%)			
	2008	2009	増減	増減率
売上高:	¥1,202,965	¥1,076,165	¥(126,800)	(10.5)%
原油	783,465	650,352	(133,113)	(17.0)
天然ガス	391,091	398,267	7,176	1.8
その他	28,409	27,546	(863)	(3.0)
売上原価	390,554	319,038	(71,516)	(18.3)
売上総利益	812,411	757,127	(55,284)	(6.8)
探鉱費	34,095	25,982	(8,113)	(23.8)
販売費及び一般管理費	48,346	50,683	2,337	4.8
減価償却費	15,759	17,195	1,436	9.1
営業利益	714,211	663,267	(50,944)	(7.1)
その他収益(営業外収益):	33,090	32,035	(1,055)	(3.2)
受取利息	10,984	9,536	(1,448)	(13.2)
受取配当金	5,440	12,338	6,898	126.8
埋蔵量再評価精算益	4,005	—	(4,005)	(100.0)
石油契約発効に伴う精算益	3,482	—	(3,482)	(100.0)
為替差益	2,747	—	(2,747)	(100.0)
その他	6,432	10,161	3,729	58.0
その他費用(営業外費用):	61,501	79,135	17,634	28.7
支払利息	10,888	3,934	(6,954)	(63.9)
生産物回収勘定引当金繰入額	20,587	16,643	(3,944)	(19.2)
探鉱事業引当金繰入額	3,104	3,387	283	9.1
投資有価証券評価損	21,350	31,799	10,449	48.9
為替差損	—	14,571	14,571	—
その他	5,572	8,801	3,229	57.9
法人税等及び少数株主持分調整前当期純利益	685,800	616,167	(69,633)	(10.2)
法人税等	491,349	470,378	(20,971)	(4.3)
少数株主利益	21,205	726	(20,479)	(96.6)
当期純利益	¥ 173,246	¥ 145,063	¥ (28,183)	(16.3)%

売上高

2009年3月期の売上高は、油価・ガス価高による増収要因があったものの、売上の期中平均為替レートが円高に推移したことに加え原油販売量が減少したことから、2008年3月期の1兆2,030億円から1,268億円、10.5%減収の1兆762億円となりました。このうち原油売上高は2008年3月期の7,835億円から1,331億円、17.0%減収の6,504億円となり、天然ガス売上高は2008年3月期の3,911億円から72億円、1.8%増収の3,983億円となりました。その他の売上高は2008年3月期の284億円から9億円、3.0%減収の275億円となりました。

販売数量は、原油が2008年3月期から10,288千バレル、12.0%減の75,427千バレルとなりました。これは主に、ACG油田の販売量減少によるものです。天然ガスは、2008年3月期から1Bcf、0.3%減の401Bcfとなりました。このうち、海外生産天然ガスは、2008年3月期に比べ0.2Bcf、0.1%増の340Bcfとなり、国内生産天然ガスは、2008年3月期に比べ33百万m³、2.0%減の1,625百万m³、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2.63米ドル、3.3%上昇し、82.70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9.22米ドルとなり、

前期の0.96米ドル、11.6%の上昇と、原油に比べ高い伸びとなりました。これは、海外生産天然ガスの大半を占めるインドネシアのボンタンLNGの価格が1ヶ月前の油価に基づき算定されるため、下期の油価低下の影響が1ヶ月分少なかったことによるものです。なお、国内生産天然ガスの平均価格は立方メートル当たり37円39銭となり、2008年3月期に比べ1円69銭、4.7%の上昇となっております。売上高の平均為替レートは1米ドル102円95銭となり、2008年3月期に比べ10円76銭、9.5%の円高となりました。

売上高の減少額1,268億円を要因別に分析いたしますと、販売数量の減少により910億円の減収要因、平均単価の上昇により678億円の増収要因、売上の平均為替レートが円高となったことにより1,028億円の減収要因、その他の売上高が8億円の減収要因となりました。

売上原価

2009年3月の売上原価は、2008年3月期の3,906億円から716億円、18.3%減少の3,190億円となりました。これは主にACG油田やマハカム沖鉱区等のコスト回収額が減少したことによるものです。

探鉱費

2009年3月期の探鉱費は、イクシス及びその周辺鉱区など豪州の探鉱費が増加しましたが、その他の地域で減少したことから、2008年3月期の341億円から81億円、23.8%減少の260億円となりました。

販売費及び一般管理費

2009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減に伴い減少したものの、主にバク・ウングンにかかる東チモールの租税や人件費の増加によりまして、2008年3月期の483億円から24億円、4.8%増加の507億円となりました。

減価償却費

2009年3月期の減価償却費は、国内のパイプラインの減価償却費の増加などによりまして、2008年3月期の158億円から14億円、9.1%増加の172億円となりました。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

に、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、2009年3月期における営業利益は、2008年3月期の7,142億円から509億円、7.1%減少の6,633億円となりました。

その他収益(営業外収益)

2009年3月期のその他収益は、2008年3月期の331億円から11億円、3.2%減の320億円となりました。これは主に、投資先からの受取配当金の増加があったものの、2008年3月期に計上したバク・ウングン・ガス・コンデンセート田の埋蔵量再評価精算益や、ベネズエラ事業の石油契約発効に伴う精算益が2009年3月期はなかったことによるものです。

その他費用(営業外費用)

2009年3月期のその他費用は、2008年3月期の615億円から176億円、28.7%増の791億円となりました。これは主に、期中平均の為替相場が円高に推移したことによる為替差損の計上や、株価下落に伴い投資有価証券評価損が増加したことによるものです。

法人税等

2009年3月期の法人税等は、2008年3月期の4,913億円から209億円、4.3%減の4,704億円となりました。なお、法人税のほとんどは海外で納めており、税負担率の高い地域があることに加え、日本国内で発生した費用は控除対象にならないことから、外国税額控除制度の適用はあるものの法人税等負担率が76.3%と高くなっております。

少数株主利益

2009年3月期の少数株主利益は、2008年3月期の212億円から205億円、96.6%減の7億円となりました。これは主に、ACG油田における販売量減による利益減に伴うものです。

当期純利益

以上の結果、2009年3月期の当期純利益は、2008年3月期の1,732億円から281億円、16.3%減の1,451億円となりました。

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、米国財務会計基準書（基準書）第69号「石油・ガス産出活動に関する開示」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基準書第69号の基準とは、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、基準書第69号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、この定義は基準書第69号に則っていない可能性があります。
- 基準書第69号では、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。

2008年3月期及び2009年3月期の投資などは以下の通りとなっております。

(百万円、%)

3月31日に終了した連結会計年度	2008		2009	
探鉱投資	¥ 64,746	16.8%	¥ 48,653	12.9%
開発投資	232,958	60.3	235,306	62.3
小計	297,704	77.1	283,959	75.2
操業費	88,270	22.9	93,833	24.8
合計	¥385,974	100.0%	¥377,792	100.0%

2008年3月期及び2009年3月期の地域別の探鉱投資及び開発投資は以下の通りとなっております。

(百万円、%)

3月31日に終了した連結会計年度	2008		2009	
日本	¥ 12,836	4.3%	¥ 8,139	2.9%
アジア・オセアニア	169,924	57.1	170,869	60.2
ユーラシア（欧州・NIS）	77,442	26.0	60,189	21.2
中東・アフリカ	24,345	8.2	32,873	11.5
米州	13,157	4.4	11,889	4.2
合計	¥297,704	100.0%	¥283,959	100.0%

2008年3月期及び2009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。

(百万円、%)

3月31日に終了した連結会計年度	2008		2009	
日本	¥ 9,294	10.5%	¥ 9,659	10.3%
アジア・オセアニア	47,992	54.4	47,209	50.3
ユーラシア(欧州・NIS)	6,755	7.7	7,799	8.3
中東・アフリカ	21,994	24.9	25,903	27.6
米州	2,235	2.5	3,263	3.5
合計	¥88,270	100.0%	¥93,833	100.0%

2009年3月期の探鉱・開発投資及び操業費の合計額は3,778億円となり、2008年3月期の3,860億円から82億円、2.1%の減少となりました。これは、開発投資及び操業費が増加したものの、探鉱投資が減少したことによるものです。

■原油・天然ガスプロジェクトの権益取得による支出

2008年3月期及び2009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。

(百万円、%)

3月31日に終了した連結会計年度	2008		2009	
アジア・オセアニア	¥ 1,029	5.7%	¥ 441	4.2%
中東・アフリカ	1,058	5.9	43	0.4
米州	15,893	88.4	9,921	95.4
合計	¥17,980	100.0%	¥10,405	100.0%

2009年3月期の権益取得による支出は104億円となり、米州地域の減少により2008年3月期の180億円から76億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。2008年3月期及び2009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。

(百万円)

3月31日に終了した連結会計年度	2008	2009
期首残高	¥319,150	¥383,163
加算：探鉱コスト	27,460	23,643
開発コスト	183,002	160,589
操業費	52,698	55,930
減算：生産物回収勘定(資本支出)の回収額	92,147	45,725
生産物回収勘定(非資本支出)の回収額	106,048	104,848
その他	952	18,830
期末残高	383,163	453,922
生産物回収勘定引当金(期末残高)	¥(71,445)	¥(87,829)

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、探鉱コストと開発コストの一部が、発生した年度内に回収が可能なことから、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。

2009年3月期の探鉱コストは2008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。

2009年3月期の開発コストは2008年3月期と比べ減少しました。これは主にACG油田の開発投資が減少したことによるものです。

2009年3月期の操業費は2008年3月期と比べマハカム沖鉱区等で増加しました。

2009年3月期のコスト回収は、2008年3月期と比べ大幅に減少しました。これは主にACG油田のコスト回収額の減少によるものです。

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や権益譲渡によるものです。

2009年3月期末の生産物回収勘定引当金残高は、2008年3月期末と比べ増加しました。これは主にマセラ鉱区において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

2009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	負債の通貨 (百万米ドル、百万円)		
	米ドル	円	換算額
2010年	\$ 0.0	¥ 5,034	¥ 5,034
2011年	0.0	4,924	4,924
2012年	0.0	4,425	4,425
2013年	0.0	3,957	3,957
2014年	0.0	1,929	1,929
2015年以降	927.7	30,039	121,195
合計	\$927.7	¥50,308	¥141,464

■資金の調達及び流動性

資金の調達については、探鉱・開発活動及び国内のパイプラインなど供給インフラ整備・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、独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構及び共同出資者（パートナー）からも資金を調達しています。探鉱資金については手許資金及び外部からの出資により調達し、開発資金及びパイプラインなど建設資金については手許資金及び借入により調達することを基本方針としております。現在、開発資金借入については国際協力銀行及び市中銀行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など建設資金借入については、日本政策投資銀行及び市中銀行からの融資を受けております。なお、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ほか将来的には社債発行やエクイティファイナンスなどの方法により資金調達することも検討しております。

資金の流動性については、短期の運転資金のほか、油価の急な下落に備え、また油ガス田権益買収など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。

■キャッシュ・フローの状況

2008年及び2009年3月期のキャッシュ・フローの状況は以下の通りとなっております。

3月31日に終了した連結会計年度	(百万円)	
	2008	2009
営業活動によるキャッシュ・フロー	¥ 363,995	¥ 230,352
投資活動によるキャッシュ・フロー	(261,767)	(240,168)
財務活動によるキャッシュ・フロー	(45,228)	(46,090)
現金及び現金同等物の期末残高	¥ 222,270	¥ 162,845

営業活動によるキャッシュ・フロー

2009年3月期の営業活動の結果得られた現金は、2,304億円となり、2008年3月期の3,640億円から1,336億円の減少となりました。これは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ことに加え、主にACG油田の生産物回収勘定（資本支出）の回収額が大きく減少したこと、及び法人税の納付が利益計上のタイミングよりも遅れるため、前期分の法人税を当期に納付したことによるものです。

投資活動によるキャッシュ・フロー

2009年3月期の投資活動の結果使用した現金は、2,402億円となり、2008年3月期の2,618億円から216億円の減少となりま

した。これは、有形固定資産の取得による支出が増加したものの、有価証券の売却による収入が増加したことなどによるものです。

財務活動によるキャッシュ・フロー

2009年3月期の財務活動の結果使用した現金は、461億円となり、2008年3月期の452億円から9億円の増加となりました。これは、主に長期借入金の返済などによるものです。

2010年3月期の業績見通し（2009年8月5日公表）

2010年3月期の見通しにつきましては、売上高では、通期で2009年3月期に比べ3,562億円、33.1%減収の7,200億円を見込んでおり、営業利益は、通期で2009年3月期から3,473億円、52.4%減益の3,160億円、経常利益は、通期で2009年3月期から3,202億円、52.0%減益の2,960億円、当期純利益では、2009年3月期から891億円、61.4%減益の560億円となる見込みです。通期の見通しが、減収・減益となるのは、油価想定を当期に対し油価安、為替想定を当期に対し円高と想定していることなどの要因によります。

なお、上記見通しは、油価（ブレント）は、通期平均57.0ドル／バレル、為替レートは、年度を通じて95.6円／ドルとして算出しており、2009年8月5日に公表したものです。

連結貸借対照表

国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社
2008年及び2009年3月31日現在

<資産>	百万円		千米ドル(注3)
	2008	2009	2009
流動資産			
現金及び現金同等物	¥ 222,270	¥ 162,845	\$ 1,657,287
受取手形及び売掛金	120,949	73,540	748,423
有価証券(注4)	97,465	101,544	1,033,421
たな卸資産	19,717	18,205	185,274
繰延税金資産(注6)	11,236	6,145	62,538
未収入金	83,436	37,871	385,416
その他	10,097	10,988	111,826
貸倒引当金	(59)	(28)	(285)
	565,111	411,110	4,183,900
有形固定資産			
建物及び構築物(注5)	201,864	196,639	2,001,211
坑井(注5)	180,609	194,623	1,980,694
機械装置及び運搬具(注5)	240,041	249,292	2,537,065
土地(注5)	28,387	20,752	211,195
建設仮勘定	28,721	76,819	781,793
その他	21,981	35,511	361,398
	701,603	773,636	7,873,356
減価償却累計額	(447,122)	(476,000)	(4,844,290)
	254,481	297,636	3,029,066
無形固定資産			
のれん(注12)	121,644	114,884	1,169,184
探鉱開発権	120,177	115,566	1,176,125
鉱業権	18,844	18,593	189,222
その他	4,816	4,638	47,201
	265,481	253,681	2,581,732
投資その他の資産			
生産物回収勘定	383,163	453,922	4,619,601
生産物回収勘定引当金	(71,445)	(87,829)	(893,843)
	311,718	366,093	3,725,758
投資有価証券(注4及び5)	360,727	344,699	3,508,030
長期貸付金	9,361	14,195	144,464
繰延税金資産(注6)	20,618	26,141	266,039
その他	31,279	65,926	670,934
貸倒引当金	(912)	(529)	(5,384)
探鉱投資引当金	(9,963)	(10,907)	(111,001)
	722,828	805,618	8,198,840
資産合計	¥1,807,901	¥1,768,045	\$17,993,538

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)
	2008	2009	2009
流動負債			
支払手形及び買掛金	¥ 22,582	¥ 11,873	\$ 120,833
短期借入金及び一年以内返済予定の長期借入金(注5)	19,275	27,816	283,086
未払法人税等(注6)	131,524	70,419	716,660
未払金(注5)	111,506	65,441	665,998
探鉱事業引当金	10,786	7,948	80,887
役員賞与引当金	209	135	1,374
その他	29,404	22,427	228,241
	325,286	206,059	2,097,079
固定負債			
長期借入金(注5)	174,813	136,430	1,388,459
繰延税金負債(注6)	44,296	28,171	286,699
退職給付引当金	8,645	8,546	86,973
役員退職慰労引当金	475	—	—
廃鉱費用引当金	12,728	14,192	144,433
開発事業損失引当金	1,965	1,965	19,998
特別修繕引当金	230	404	4,112
その他(注5)	650	10,217	103,979
	243,802	199,925	2,034,653
負債合計	569,088	405,984	4,131,732
純資産(注7)			
資本金	30,000	30,000	305,313
授權株式の総数: 2008 - 9,000,001.00 株			
2009 - 9,000,001.00 株			
発行済株式の総数: 2008 - 2,358,410.13 株			
2009 - 2,358,410.00 株			
資本剰余金	418,494	418,478	4,258,884
利益剰余金	718,616	844,833	8,597,934
自己株式: 2008 - 2,047.10 株	(2,215)	(5,248)	(53,409)
2009 - 4,916.00 株			
株主資本合計	1,164,895	1,288,063	13,108,722
その他有価証券評価差額金	(7,468)	(6,818)	(69,387)
繰延ヘッジ損益	4	(1)	(10)
為替換算調整勘定	(60)	(10,121)	(103,003)
評価・換算差額等合計	(7,524)	(16,940)	(172,400)
少数株主持分	81,442	90,938	925,484
純資産合計	1,238,813	1,362,061	13,861,806
偶発債務(注14)			
負債及び純資産合計	¥1,807,901	¥1,768,045	\$17,993,538

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

2007年、2008年及び2009年3月31日終了の連結会計年度

	百万円			千米ドル(注3)
	2007	2008	2009	2009
売上高	¥969,713	¥1,202,965	¥1,076,165	\$10,952,219
売上原価	343,795	390,554	319,038	3,246,876
売上総利益	625,918	812,411	757,127	7,705,343
探鉱費	17,781	34,458	25,982	264,421
探鉱補助金	(92)	(363)	—	—
販売費及び一般管理費(注10、11及び12)	36,285	48,346	50,683	515,805
減価償却費	12,867	15,759	17,195	174,995
営業利益	559,077	714,211	663,267	6,750,122
その他収益(営業外収益):				
受取利息	12,843	10,984	9,536	97,048
受取配当金	2,292	5,440	12,338	125,565
持分法による投資利益	1,350	1,765	946	9,628
権益譲渡収入	33,534	—	—	—
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	5,738	2,747	—	—
その他	4,323	4,667	9,215	93,782
	60,080	33,090	32,035	326,023
その他費用(営業外費用):				
支払利息	12,389	10,888	3,934	40,037
生産物回収勘定引当金繰入額	6,176	20,587	16,643	169,377
探鉱事業引当金繰入額	2,973	3,104	3,387	34,470
投資有価証券評価損	—	21,350	31,799	323,621
為替差損	—	—	14,571	148,290
その他	11,356	5,572	8,801	89,568
	32,894	61,501	79,135	805,363
法人税等及び少数株主持分調整前当期純利益	586,263	685,800	616,167	6,270,782
法人税等(注6)				
法人税、住民税及び事業税	432,894	496,852	488,262	4,969,082
法人税等調整額	(19,655)	(5,503)	(17,884)	(182,007)
	413,239	491,349	470,378	4,787,075
少数株主利益	7,932	21,205	726	7,389
当期純利益(注8)	¥165,092	¥173,246	¥145,063	\$1,476,318

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

2007年3月31日終了の連結会計年度

百万円

	2006年 3月31日 残高	株式移転に よる増減	剰余金の 配当	役員賞与	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	2007年 3月31日 残高
資本金	¥—	¥ 30,000	¥ —	¥ —	¥ —	¥ —	¥ —	¥ —	¥ 30,000	¥ 30,000
資本剰余金	—	415,892	—	—	—	—	2,599	—	418,491	418,491
利益剰余金	—	415,734	(10,559)	(147)	165,092	—	—	—	570,120	570,120
自己株式	—	(19,641)	—	—	—	(1,725)	20,258	—	(1,108)	(1,108)
株主資本合計	—	841,985	(10,559)	(147)	165,092	(1,725)	22,857	—	1,017,503	1,017,503
その他有価証券評価差額金	—	(5,723)	—	—	—	—	—	15,072	9,349	9,349
繰延ヘッジ損益	—	—	—	—	—	—	—	18	18	18
為替換算調整勘定	—	1,117	—	—	—	—	—	908	2,025	2,025
評価・換算差額等合計	—	(4,606)	—	—	—	—	—	15,998	11,392	11,392
少数株主持分	—	39,921	—	—	—	—	—	11,200	51,121	51,121
純資産合計	¥—	¥877,300	¥(10,559)	¥(147)	¥165,092	¥(1,725)	¥22,857	¥27,198	¥1,080,016	¥1,080,016

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

千米ドル(注3)

	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	\$ 305,313	\$ —	\$ —	\$ —	\$ —	\$ —	\$ —	\$ 305,313
資本剰余金	4,259,047	—	—	—	(163)	—	(163)	4,258,884
利益剰余金	7,313,413	(191,797)	1,476,318	—	—	—	1,284,521	8,597,934
自己株式	(22,542)	—	—	(36,261)	5,394	—	(30,867)	(53,409)
株主資本合計	11,855,231	(191,797)	1,476,318	(36,261)	5,231	—	1,253,491	13,108,722
その他有価証券評価差額金	(76,002)	—	—	—	—	6,615	6,615	(69,387)
繰延ヘッジ損益	41	—	—	—	—	(51)	(51)	(10)
為替換算調整勘定	(611)	—	—	—	—	(102,392)	(102,392)	(103,003)
評価・換算差額等合計	(76,572)	—	—	—	—	(95,828)	(95,828)	(172,400)
少数株主持分	828,842	—	—	—	—	96,642	96,642	925,484
純資産合計	\$12,607,501	\$(191,797)	\$1,476,318	\$(36,261)	\$5,231	\$ 814	\$1,254,305	\$13,861,806

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

2007年、2008年及び2009年3月31日終了の連結会計年度

	百万円			千米ドル(注3)
	2007	2008	2009	2009
営業活動によるキャッシュ・フロー				
法人税等及び少数株主持分調整前当期純利益	¥ 586,263	¥ 685,800	¥ 616,167	\$ 6,270,782
減価償却費	30,599	36,181	42,967	437,279
のれん償却額	6,978	6,617	6,760	68,797
生産物回収勘定引当金の増加額(減少額)	6,081	21,207	20,310	206,696
探鉱事業引当金の増加額(減少額)	3,038	3,937	(2,320)	(23,611)
退職給付引当金の増加額(減少額)	845	276	(97)	(987)
廃鉱費用引当金の増加額(減少額)	1,215	815	1,598	16,263
その他の引当金の増加額(減少額)	1,377	(2,377)	3,468	35,294
受取利息及び受取配当金	(15,135)	(16,424)	(21,874)	(222,613)
支払利息	12,389	10,888	3,934	40,037
為替差損(益)	(1,653)	1,036	10,087	102,656
持分法による投資損失(利益)	(1,350)	(1,765)	(947)	(9,638)
権益譲渡収入	(33,534)	—	—	—
投資有価証券売却損(益)	2,613	15	(81)	(824)
投資有価証券評価損	—	21,350	31,799	323,621
売上債権の減少額(増加額)	(10,385)	(39,393)	44,200	449,827
生産物回収勘定(資本支出)の回収額	105,950	92,147	45,725	465,347
生産物回収勘定(非資本支出)の増加額	(18,955)	(26,052)	(27,020)	(274,985)
たな卸資産の減少額(増加額)	(8,086)	(2,275)	2,348	23,896
仕入債務の増加額(減少額)	(879)	481	(9,825)	(99,990)
未収入金の減少額(増加額)	—	(16,986)	27,558	280,460
未払金の増加額(減少額)	—	21,809	(47,813)	(486,597)
前受金の増加額(減少額)	—	10,352	4,229	43,039
その他	(3,810)	7,156	(6,489)	(66,039)
小計	663,561	814,795	744,684	7,578,710
利息及び配当金の受取額	20,560	17,515	21,258	216,344
利息の支払額	(11,993)	(11,508)	(4,801)	(48,860)
法人税等の支払額	(440,146)	(456,807)	(530,789)	(5,401,883)
営業活動によるキャッシュ・フロー	231,982	363,995	230,352	2,344,311
投資活動によるキャッシュ・フロー				
定期預金の預入による支出	(17,078)	(2,765)	(6,464)	(65,785)
定期預金の払戻による収入	2,798	18,997	4,498	45,776
有価証券の取得による支出	(5,141)	(39,949)	(19,082)	(194,199)
有価証券の売却による収入	23,643	51,495	111,451	1,134,246
有形固定資産の取得による支出	(37,845)	(59,465)	(88,611)	(901,801)
有形固定資産の売却による収入	955	183	246	2,504
無形固定資産の取得による支出	(1,778)	(2,012)	(2,865)	(29,157)
投資有価証券の取得による支出	(109,823)	(112,378)	(137,447)	(1,398,809)
投資有価証券の売却による収入	43,609	105	16,531	168,237
生産物回収勘定(資本支出)の支出	(111,314)	(131,060)	(108,294)	(1,102,117)
短期貸付金の減少額(増加額)	(6,524)	10,534	71	723
長期貸付けによる支出	(832)	(7,453)	(5,896)	(60,004)
長期貸付金の回収による収入	889	527	762	7,755
権益取得による支出	—	(15,887)	—	—
権益譲渡による収入	6,707	27,891	—	—
その他	2,491	(530)	(5,068)	(51,578)
投資活動によるキャッシュ・フロー	(209,243)	(261,767)	(240,168)	(2,444,209)
財務活動によるキャッシュ・フロー				
短期借入金の純増加額(減少額)	(120)	(50)	20,934	213,047
長期借入れによる収入	30,083	40,785	12,041	122,542
長期借入金の返済による支出	(38,662)	(67,745)	(66,365)	(675,402)
少数株主からの払込みによる収入	3,606	8,344	9,370	95,359
自己株式の取得による支出	(1,170)	(1,105)	(3,049)	(31,030)
自己株式の売却による収入	22,397	—	—	—
配当金の支払額	(10,791)	(24,719)	(18,833)	(191,665)
少数株主への配当金の支払額	(81)	(737)	(82)	(834)
移転交付金の支払額	(868)	(1)	—	—
その他	9,400	—	(106)	(1,079)
財務活動によるキャッシュ・フロー	13,794	(45,228)	(46,090)	(469,062)
現金及び現金同等物に係る換算差額	1,741	(24,147)	(3,519)	(35,813)
現金及び現金同等物の増加額(減少額)	38,274	32,853	(59,425)	(604,773)
現金及び現金同等物の期首残高	151,143	189,417	222,270	2,262,060
現金及び現金同等物の期末残高	¥ 189,417	¥ 222,270	¥ 162,845	\$ 1,657,287

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いましたが、注記2(w)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（それは米国の原則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。

決算日が連結決算日と異なる連結子会社のうち、サウル石油(株)、インパックスマセラアラフラ海石油(株)等36社は決算日が12月31日であり、決算日現在の財務諸表を使用しております。ただし、連結決算日との間に生じた重要な取引については、連結上必要な調整を行っております。また、ジャパン石油開発(株)、帝石コンゴ石油(株)、インパックス南西カスピ海石油(株)、インパックス北カスピ海石油(株)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、インパックス西豪州ブラウズ石油(株)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。

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) 企業結合

国際石油開発帝石ホールディングス株式会社は、平成18年4月3日に国際石油開発株式会社及び帝国石油株式会社による株式移転により設立された共同持株会社であります。一層効率的・機動的な経営体制を確保することを目的に、平成20年10月1日付で国際石油開発帝石ホールディングス株式会社を存続会社として国際石油開発株式会社及び帝国石油株式会社を吸収合併するとともに、商号を国際石油開発帝石株式会社に変更しております。

「企業結合に係る会計基準」（企業会計審議会平成15年10月31日）及び「企業結合会計基準及び事業分離等会計基準に関する適用指針」（企業会計基準適用指針第10号平成19年11月15日公表分）に基づき、「共通支配下の取引」として処理しております。

(c) 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。

(d) 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。

(e) 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。

(f) たな卸資産

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

(g) 貸倒引当金

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

(h) 生産物回収勘定及び生産物回収勘定引当金

生産分与契約及びサービス契約（バイバック契約）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。

(i) 探鉱投資引当金

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

(j) 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。

(k) 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。

(l) 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。

(m) 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。

(n) 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。

(o) 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。

過去勤務債務及び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。

(p) 役員退職慰労引当金

従来、役員の退職慰労金の支給に備えるため、内規に基づく期末要支給額を計上しておりましたが、役員退職慰労金制度を廃止することとし、廃止時の要支給額を役員の退任時に支給することとしました。これにより、廃止時における役員退職慰労引当金を全額取崩し、打ち切り支給額の未払い分については、固定負債の「その他」に含めて表示しております。

(q) 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。

(r) 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。

(s) 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。

(t) 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。なお、一部の持分法適用関連会社は繰延ヘッジ処理を採用しております。また、デリバティブ取引の限度額を実需の範囲とする方針であり、投機目的によるデリバティブ取引は行わないこととしております。

(u) 研究開発費

研究開発費は発生時に費用として処理しております。

(v) 法人税等

資産及び負債の財務報告上の金額と税務上の評価額との差額

について繰延税金資産及び負債が決定されており、それらは当該差額が解消すると期待される時点で適用される税率と税法を用いて計算しております。

(w) 新たな会計基準の適用

2008年3月31日終了の連結会計年度より、2007年4月1日以降取得の有形固定資産は、一部の連結子会社を除き、改正法人税法に規定する償却方法により減価償却費を計上する方法に変更しております。これによる損益への影響は軽微であります。また、その他の有形固定資産のうち、償却可能限度額まで償却したものについては、一部の連結子会社を除き、改正法人税法に規定する5年均等償却を行っております。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、「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、当連結会計年度より「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。

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、2009年3月31日の換算レートである1米ドル98円26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. 有価証券

(a) 2008年及び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。

2008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	¥ 4,768	¥ 5,388	¥ 620
債券			
国債・地方債等	241,843	243,098	1,255
その他	36	38	2
その他	501	505	4
小計	247,148	249,029	1,881
連結貸借対照表計上額が取得原価を超えないもの:			
株式	76,515	70,427	(6,088)
債券			
国債・地方債等	58,897	55,809	(3,088)
社債	325	301	(24)
その他	373	334	(39)
その他	9,228	7,422	(1,806)
小計	145,338	134,293	(11,045)
合計	¥392,486	¥383,322	¥ (9,164)

2009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	¥ 431	¥ 507	¥ 76	\$ 4,386	\$ 5,160	\$ 774
債券						
国債・地方債等	279,599	281,760	2,161	2,845,502	2,867,494	21,992
その他	68	75	7	692	763	71
小計	280,098	282,342	2,244	2,850,580	2,873,417	22,837
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)	562,772	503,419	(59,353)
債券						
国債・地方債等	43,723	40,883	(2,840)	444,973	416,070	(28,903)
その他	417	355	(62)	4,244	3,613	(631)
その他	5,857	5,857	—	59,607	59,607	—
小計	105,295	96,561	(8,734)	1,071,596	982,709	(88,887)
合計	¥385,393	¥378,903	¥(6,490)	\$3,922,176	\$3,856,126	\$(66,050)

(b) 2007年、2008年及び2009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			千米ドル
	2007	2008	2009	2009
売却額	¥67,260	¥51,580	¥127,974	\$1,302,402
売却益の総額	—	—	107	1,089
売却損の総額	¥ 2,610	¥ 16	¥ —	\$ —

(c) 2008年及び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		千米ドル
	2008	2009	2009
その他有価証券：			
非上場株式（注）	¥38,286	¥28,176	\$286,749
合計	¥38,286	¥28,176	\$286,749

（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。

(d) 2009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。

2009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	¥101,218	¥180,542	¥20,058	¥20,825	\$1,030,104	\$1,837,391	\$204,132	\$211,938
その他	326	29	—	—	3,318	295	—	—
合計	¥101,544	¥180,571	¥20,258	¥20,825	\$1,033,422	\$1,837,686	\$204,132	\$211,938

5. 借入金

2008年及び2009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
	2008	2009	2009
銀行等からの借入金			
（2008年3月31日現在の利率は1.240%から1.875%）			
（2009年3月31日現在の利率は1.325%から2.150%）	¥325	¥22,782	\$231,855
合計	¥325	¥22,782	\$231,855

2008年及び2009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
	2008	2009	2009
返済期限（最長）2023年の銀行等からの借入金 （2008年3月31日現在の利率は1.000%から5.800% 2009年3月31日現在の利率は1.100%から3.240%）	¥193,763	¥141,464	\$1,439,690
うち、1年以内返済予定の長期借入金	18,950	5,034	51,231
	¥174,813	¥136,430	\$1,388,459

2008年及び2009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
	2008	2009	2009
建物及び構築物	¥ 2,447	¥ 2,615	\$ 26,613
坑井	3,166	6,919	70,415
機械装置及び運搬具	10,059	9,391	95,573
土地	1,826	1,826	18,584
投資有価証券	6,513	7,861	80,002
合計	¥24,011	¥28,612	\$291,187

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
	2008	2009	2009
短期借入金	¥ 95	¥ 145	\$ 1,476
未払金	3,724	5,264	53,572
長期借入金	13,218	11,500	117,036
その他	17	17	173
合計	¥17,054	¥16,926	\$172,257

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：

2008年3月31日現在：6,908百万円

2009年3月31日現在：5,508百万円（56,055千米ドル）

長期借入金の2009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
2010年	¥ 5,034	\$ 51,231
2011年	4,924	50,112
2012年	4,426	45,044
2013年	3,956	40,261
2014年	1,929	19,632
2015年以降	121,195	1,233,411
合計	¥141,464	\$1,439,691

6. 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2007年3月31日終了の連結会計年度で40.7%、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%となっております。

2007年、2008年及び2009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	2007	2008	2009
法定実効税率	40.7%	40.7%	36.2%
(調整)			
受取配当金等永久に益金に算入されない項目	(0.3)	(0.7)	(1.4)
評価性引当額	(0.1)	0.2	2.6
外国税	68.0	70.5	75.6
外国税額控除	(18.4)	(19.1)	(18.4)
損金算入外国税額の調整	(15.9)	(11.3)	(18.1)
繰越欠損金の当期使用額	—	(0.9)	—
持分法投資損益	(0.1)	(0.1)	(0.1)
のれん償却額	0.5	0.4	0.4
連結子会社との法定実効税率差異	(4.6)	(4.7)	—
本邦税効果適用税率差異	—	(4.2)	—
その他	0.7	0.8	(0.5)
税効果会計適用後の法人税等負担率	70.5%	71.6%	76.3%

2008年及び2009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
	2008	2009	2009
繰延税金資産			
関係会社への投資	¥ 53,308	¥ 57,315	\$ 583,299
土地評価損	4,543	4,839	49,247
投資有価証券評価損	—	11,726	119,336
生産物回収勘定（外国税）	11,881	6,379	64,920
探鉱投資引当金	3,122	5,236	53,287
未払外国税	11,326	19,063	194,006
税務上の繰越欠損金	6,071	19,112	194,504
減価償却費償却超過額	14,990	22,950	233,564
退職給付引当金	3,772	3,092	31,468
外貨建債権債務評価差額	1,004	597	6,076
廃鉱費用引当金	2,256	2,937	29,890
その他有価証券評価差額金	3,058	—	—
その他	8,472	8,200	83,452
繰延税金資産小計	123,803	161,446	1,643,049
評価性引当額	(77,114)	(128,233)	(1,305,038)
繰延税金資産合計	46,689	33,213	338,011
繰延税金負債：			
外国税	15,595	9,853	100,275
海外投資等損失準備金	—	6,950	70,731
パーチェス法適用に伴う時価評価差額等	22,526	3,884	39,528
探鉱準備金	5,235	757	7,704
その他有価証券評価差額金	—	66	671
外貨建債権債務評価差額	9,676	7,540	76,735
その他	7,487	2,339	23,804
繰延税金負債合計	60,519	31,389	319,448
繰延税金資産（負債）の純額	¥ (13,830)	¥ 1,824	\$ 18,563

7. 純資産

2009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。

8. 1 株当たり情報

3月31日終了の連結会計年度	円			米ドル
	2007	2008	2009	2009
当期純利益	¥ 70,423.45	¥ 73,510.14	¥ 61,601.60	\$ 626.92
現金配当	7,000.00	7,500.00	8,000.00	81.42
純資産	¥436,467.92	¥491,168.09	¥540,100.10	\$5,496.64

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。

9. デリバティブ取引

(a) 取引の内容及び利用目的等

金利の市場変動リスクを回避するために金利スワップ取引を利用してヘッジ会計を行っております。

(b) 取引に対する取組方針

デリバティブ取引について、限度額を実需の範囲とし、投機目的の取引及びレバレッジ効果の高いデリバティブ取引は行わない方針であります。

(c) 信用リスク

デリバティブ取引の契約先は、いずれも信用度の高い国内銀行であるため、相手先の契約不履行による信用リスクは、ほとんどないと判断しております。

(d) 取引に係るリスク管理体制

デリバティブ取引の執行・管理については、社内規定に従い、担当役員の承認を得て担当部署が行っております。

(e) 取引の時価

利用している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。

10. 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、2007年3月31日終了の連結会計年度が301百万円、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(6,544千米ドル)となっております。

11. 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
	2008	2009	2009
退職給付債務	¥(15,750)	¥(15,231)	\$(155,007)
年金資産	7,105	6,685	68,034
未積立退職給付債務	(8,645)	(8,546)	(86,973)
未認識数理計算上の差異	—	—	—
退職給付引当金	¥ (8,645)	¥ (8,546)	\$ (86,973)

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
	2007	2008	2009	2009
勤務費用	¥ 912	¥ 846	¥1,001	\$10,187
利息費用	273	274	282	2,870
期待運用収益	(106)	(108)	(86)	(875)
数理計算上の差異の費用処理額	(145)	153	462	4,702
退職給付費用	¥ 934	¥1,165	¥1,659	\$16,884

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(6,554千米ドル)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	2007	2008	2009
割引率	2.0%	2.0%	2.0%
期待運用収益	1.5%	1.5%	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

12. のれん

2007年、2008年及び2009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
	2007	2008	2009	2009
期首残高	¥ —	¥132,106	¥121,644	\$1,237,981
のれん計上額	139,084	(3,845)	—	—
のれん償却額	(6,978)	(6,617)	(6,760)	(68,797)
期末残高	¥132,106	¥121,644	¥114,884	\$1,169,184

2007年3月31日終了の連結会計年度中に獲得されたのれんは主に帝国石油（株）との企業結合によって獲得されたのれんによるものです。

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。

13. リース取引

オペレーティング・リース取引として会計処理しているファイナンス・リース取引に対して、ファイナンス・リース取引の会計処理を適用したと想定した場合に連結貸借対照表に計上されていた2008年3月31日現在のリース物件の取得価額相当額、減価償却累計額及び期末残高相当額は以下の通りとなっております。

3月31日現在の連結会計年度	百万円
	2008
リース物件の取得価額相当額	¥961
減価償却累計額相当額	614
期末残高相当額	¥347

2007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・リース取引として会計処理しているファイナンス・リース取引の支払リース料は182百万円、2008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・リース取引として会計処理しているファイナンス・リース取引の支払リース料は174百万円となっております。この金額はリース物件をリース期間にわたって定額法により計算した減価償却費に相当します。

2009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
2010年	¥1,827	\$18,594
2011年以降	6,740	68,594
合計	¥8,567	\$87,188

14. 偶発債務

当社及び連結子会社は2009年3月31日現在、関連会社等の負債31,235百万円(317,881千米ドル)に対し、債務保証を行っております。

15. 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

2007年、2008年及び2009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。

2007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)	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	¥ 77,322	¥387,543	¥118,618	¥386,009	¥ 221	¥ 969,713	¥ —	¥ 969,713
売上高合計	77,322	387,543	118,618	386,009	221	969,713	—	969,713
営業費用	54,306	145,638	82,996	119,282	1,660	403,882	6,754	410,636
営業利益(損失)	23,016	241,905	35,622	266,727	(1,439)	565,831	(6,754)	559,077
資産	¥197,405	¥322,116	¥320,574	¥254,072	¥17,776	¥1,111,943	¥496,164	¥1,608,107

(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) NIS 諸国: アゼルバイジャン、カザフスタン

(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

(d) 米州: ベネズエラ、エクアドル、アメリカ合衆国

百万円

2008年3月31日終了の 連結会計年度	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

2007年3月31日終了の連結会計年度までは、地域区分は「日本」、「アジア・オセアニア」、「NIS 諸国」、「中東・アフリカ」、「米州」としておりましたが、2008年3月31日終了の連結会計年度より、イギリスでのプロジェクト権益を取得したことに伴い、「NIS 諸国」を「ユーラシア (欧州・NIS 諸国)」に変更しております。

百万円

2009年3月31日終了の 連結会計年度	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

千米ドル

2009年3月31日終了の 連結会計年度	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	\$ 950,774	\$4,435,416	\$ 749,929	\$4,713,525	\$102,575	\$10,952,219	\$ —	\$10,952,219
売上高合計	950,774	4,435,416	749,929	4,713,525	102,575	10,952,219	—	10,952,219
営業費用	605,944	1,530,796	399,176	1,470,181	116,212	4,122,309	79,788	4,202,097
営業利益 (損失)	344,830	2,904,620	350,753	3,243,344	(13,637)	6,829,910	(79,788)	6,750,122
資産	\$2,120,151	\$4,168,105	\$3,723,936	\$1,926,216	\$866,772	\$12,805,180	\$5,188,358	\$17,993,538

(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

2007年、2008年及び2009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。

2007年3月31日終了の連結会計年度	百万円		
	アジア・オセアニア(a)	その他の地域(b)	計
海外売上高	¥319,548	¥53,557	¥373,105
連結売上高			969,713
連結売上高に占める海外売上高の割合	33.0%	5.5%	38.5%

(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、マレーシア、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

2008年3月31日終了の連結会計年度	百万円		
	アジア・オセアニア(a)	その他の地域(b)	計
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			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	¥371,102	¥46,281	¥ 417,383	\$3,776,735	\$471,006	\$ 4,247,741
連結売上高			1,076,165			10,952,219
連結売上高に占める海外売上高の割合	34.5%	4.3%	38.8%	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

16. 関連当事者との取引

2007年及び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	直接 44.00%	役員の兼任、 出資	債務保証 (米ドル貨建) (注)	¥20,380 (千米ドル) \$207,409

(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。

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 & 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, 2009 and 2008, 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, 2009, 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, 2009 and 2008, and the consolidated results of their operations and their cash flows for each of the three years in the period ended March 31, 2009 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, 2009 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 25, 2009</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2009年3月31日及び2008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2009年3月31日、2008年3月31日及び2007年3月31日をもって終了した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2009年3月31日及び2008年3月31日現在の連結財政状態ならびに2009年3月31日、2008年3月31日及び2007年3月31日をもって終了した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2009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
 2009年6月25日

Operating Data and Corporate Information

事業データ及び会社情報

石油及び天然ガスの埋蔵量及び生産量について	90
連結子会社及び関連会社	95
株式の状況	97
会社概要	98

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、コンデンセート、LPG及び天然ガスの確認埋蔵量です。確認埋蔵量の開示内容は米国の財務会計基準書(Statement of Financial Accounting Standards No.69)に準拠しています。

2009年3月31日現在の当社グループの原油、コンデンセート及びLPGの確認埋蔵量は10億4,792万バレル、天然ガスの確認埋蔵量は3兆3,005億立方フィート、合計で15億9,800万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)
確認埋蔵量																
2007年 3月31日時点	21	845	106	2,398	203	—	523	—	—	93	853	3,336	286	446	1,139	3,782
拡張及び発見	—	—	20	—	29	—	—	—	1	—	50	—	—	—	50	—
買収及び売却	—	—	0	1	—	—	—	—	—	40	0	41	0	3	0	44
前年度分調整	0	(0)	(0)	(77)	(5)	—	(5)	—	—	1	(10)	(75)	(4)	(8)	(14)	(83)
期中生産量	(1)	(59)	(13)	(309)	(20)	—	(30)	—	(0)	(29)	(64)	(397)	(23)	—	(88)	(397)
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
確認開発埋蔵量																
2009年 3月31日時点	17	668	75	989	38	—	454	—	5	142	589	1,799	226	—	814	1,799

(注) 1 以下の鉱区および油田の埋蔵量(2009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%)

2 MMbbls:百万バレル

3 Bcf:十億立方フィート

4 原油には、コンデンセート及びLPGを含みます。

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

将来キャッシュ・フローの算定に当たって、確認埋蔵量から算定される将来生産量については、期末の油価及び費用を使用しています。将来の開発費は一定の油価、及び現在の経済、操業、規制状況が継続することを前提としています。将来の法人税は、将来の税引前キャッシュ・フローに対し既存の法令に基づいた税金を条件として算定されています。また、割引率は10%を使用しています。

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。開示内容は米国の財務会計基準書(Statement of Financial Accounting Standards No.69)に準拠しています。また、2008年3月31日及び2009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100.20円、98.26円を使用しています。

百万円

2008年3月31日時点	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
連結対象会社分						
将来キャッシュ・インフロー	10,784,073	879,942	3,055,125	2,030,128	4,792,848	26,030
将来の産出原価及び開発費	(2,693,818)	(153,954)	(751,518)	(487,550)	(1,279,902)	(20,894)
将来の法人税	(4,882,340)	(145,218)	(1,011,368)	(384,543)	(3,339,299)	(1,912)
割引前の将来純キャッシュ・フロー	3,207,915	580,770	1,292,239	1,158,035	173,647	3,224
年間割引率10%	(1,583,464)	(310,255)	(423,485)	(765,939)	(82,604)	(1,181)
標準化された測定方法による将来の						
純キャッシュ・フローの割引現在価値	1,624,451	270,515	868,754	392,036	91,043	2,043
持分法適用関連会社分	77,355	—	43,219	—	18,680	15,456

- (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%)
 2 地域別セグメントNIS諸国は、2008年3月31日よりユーラシアに変更しています。

百万円

2009年3月31日時点	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
連結対象会社分						
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%)

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
期首割引現在価値(2008年4月1日)	1,624,451	270,515	868,754	392,096	91,043	2,043
変動要因:						
産出された油・ガスの販売または移転	(812,293)	(50,382)	(428,573)	(113,727)	(217,340)	(2,271)
油ガス価及び生産単価の純増減	(2,324,615)	(77,468)	(815,640)	(407,345)	(1,024,751)	589
発生した開発費	146,809	7,611	82,634	45,102	9,333	2,129
将来の開発費の変動	(143,921)	6,760	(63,952)	(26,211)	(61,675)	1,157
埋蔵量の変動	136,571	(6,536)	100,001	46,208	(8,001)	4,899
時間の経過による増加	358,052	32,784	146,413	45,171	133,321	363
法人税の変動	1,510,591	(15,202)	459,898	57,027	1,011,337	(2,469)
拡張及び発見、産出技術の改良	6,488	—	—	—	—	6,488
その他	84,865	9,372	(22,790)	21,192	76,693	398
期末割引現在価値(2009年3月31日)	586,998	177,454	326,745	59,513	9,960	13,326

(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%)

2009年3月31日現在の推定埋蔵量 (probable 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です。2009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16億277万バレル、天然

ガスの推定埋蔵量は9兆4,420億立方フィート、合計で31億7,644万BOE（原油換算量:Barrels of Oil Equivalent）となっています。

2009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
原油・コンデンセート・LPG (MMbbls)	3	626	730	127	1	1,487	116	1,603
天然ガス (Bcf)	133	9,092	—	—	108	9,333	109	9,442

(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。なお、当社は2006年4月3日に設立されましたが、下記の表の2006年3月31日終了の事業年度の数値は国際石油開発（株）及び帝国石油（株）が2005年度に統合

したと仮定した場合の数値です。

2009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223千バレル、天然ガス生産量は日量1,090百万立方フィート、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	2006	2007	2008	2009
原油・コンデンサート・LPG（千バレル／日）				
日本	3.2	3.9	4.9	4.9
アジア・オセアニア	44.7	40.4	36.5	44.7
ユーラシア（欧州・NIS）	27.1	47.9	54.5	24.8
中東・アフリカ	79.6	82.3	80.7	81.0
米州	2.2	0.1	0.4	2.7
小計	156.8	174.7	177.0	158.1
持分法適用関連会社分	61.2	67.8	64.6	65.1
合計	218.0	242.5	241.5	223.2
年間生産量（百万バレル）	79.6	88.5	88.4	81.5

天然ガス（百万立方フィート／日）				
日本	96.7	127.8	161.5	164.9
アジア・オセアニア	787.8	865.8	845.7	842.8
ユーラシア（欧州・NIS）	—	—	—	—
中東・アフリカ	—	—	—	—
米州	76.6	57.5	81.6	82.3
小計	961.2	1,051.1	1,088.8	1,090.0
持分法適用関連会社分	—	—	—	—
合計	961.2	1,051.1	1,088.8	1,090.0
年間生産量（十億立方フィート）	350.8	383.6	398.5	397.8

原油・天然ガス合計（原油換算千バレル／日）				
日本	19.3	25.2	31.9	32.4
アジア・オセアニア	176.1	184.7	177.4	185.1
ユーラシア（欧州・NIS）	27.1	47.9	54.5	24.8
中東・アフリカ	79.6	82.3	80.7	81.0
米州	14.9	9.7	14.0	16.4
小計	317.0	349.8	358.4	339.7
持分法適用関連会社分	61.2	67.8	64.6	65.1
合計	378.2	417.7	423.0	404.9
年間生産量（原油換算百万バレル）	138.0	152.5	154.8	147.8

連結子会社及び関連会社

2009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
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
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
アルファ石油(株)	6,554	100.00%	オーストラリア連邦WA-10-L鉱区ほかにおける石油・天然ガスの探鉱・開発・生産・販売
サウル石油(株)	4,600	100.00%	オーストラリア連邦/東チモール共同石油開発地域JPDA03-12鉱区及びバク・ウング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
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ークーシュ鉱区における石油の探鉱・開発・生産・販売
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
インベックステンガ(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ガ鉱区における石油・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)	40,190	100.00%	オーストラリア連邦西オーストラリア州沖合WA-285-P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)	30,263	50.84%	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
インベックス北カスピ海石油(株)	50,480	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
アザデガン石油開発(株)	9,975	100.00%	イラン・イスラム共和国アザデガン油田の評価・開発
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/東チモール共同石油開発地域JPDA06-105鉱区における石油・天然ガスの探鉱・開発
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
インベックスリビア石油(株)	2,780	100.00%	大リビア・アラブ社会主義人民ジャマール・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
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
インベックスカナダ石油(株)	16,000	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・生産・販売
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
INPEX DLNGPL Pty Ltd	86,135 (千豪ドル)	100.00%	バク・ウングンガスコンデンセート田からオーストラリア連邦ダーウィンLNGプラントまでの海底ガスパイプライン敷設・運営事業及びLNGプラントの建設・運営事業を行うDarwin LNG社への出資事業
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 Libya UK LTD	48,855 (千米ドル)	100.00%	大リビア・アラブ社会主義人民ジャマール・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・開発
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
帝石エル・オアール石油(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

会社名	資本金(百万円)*	議決権の所有	主要な事業の内容
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
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
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などの貯蔵・入出荷
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
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
埼玉ガス(株)	60	62.00%	都市ガスの供給
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
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
(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
Albacora Japão Petróleo Limitada	6,525 (千レアル)	50.00%	ブラジル連邦共和国北カンポス沖合アルバコーラ油田への生産施設のリース
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
インベックス北カンポス沖石油(株)	6,852	37.50%	ブラジル連邦共和国北カンポス沖合フラージ鉱区における石油・天然ガスの探鉱・開発への事業資金供給等
アンゴラ石油(株)	8,000	19.60%	アンゴラ共和国海上3/05 鉱区における石油の開発・生産
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・ノールーズ油田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陸域におけるガス田の開発・生産

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 (千レアル)	0.00%	ブラジル連邦共和国北カンポス沖合フラージ鉱区における石油・天然ガスの探鉱・開発

その他1社

* 単位未満を切り捨てて表示しています。

株式の状況

2009年3月31日現在

株式の状況

発行可能株式総数

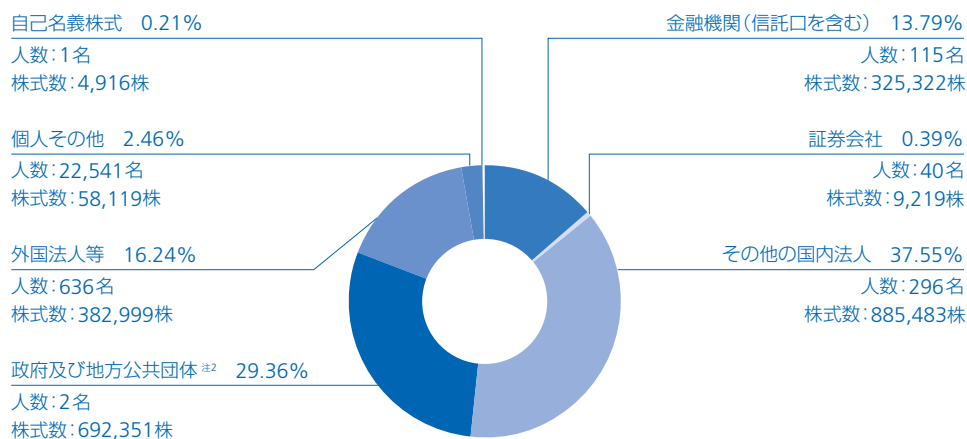
普通株式 9,000,000株
甲種類株式 1株

株主数及び発行済株式の総数

普通株式 23,631名 2,358,409株
甲種類株式^注 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。

株主の分布状況^{注1}



注1: 割合は株式数の発行済普通株式の総数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	29.35
石油資源開発株式会社	267,233	11.33
三菱商事株式会社	193,460	8.20
三井石油開発株式会社	176,760	7.49
新日本石油株式会社	111,920	4.75
日本トラスティ・サービス信託銀行株式会社(信託口)	66,659	2.83
日本マスタートラスト信託銀行株式会社(信託口)	65,562	2.78
日本トラスティ・サービス信託銀行株式会社(信託口 4G)	63,482	2.69
丸紅株式会社	46,446	1.97
株式会社三井住友銀行	23,129	0.98

会社概要

社名

国際石油開発帝石株式会社
INPEX CORPORATION

設立

2006年4月3日

資本金 (2009年3月31日時点)

300億円

住所

〒107-6332
東京都港区赤坂5-3-1 赤坂Bizタワー

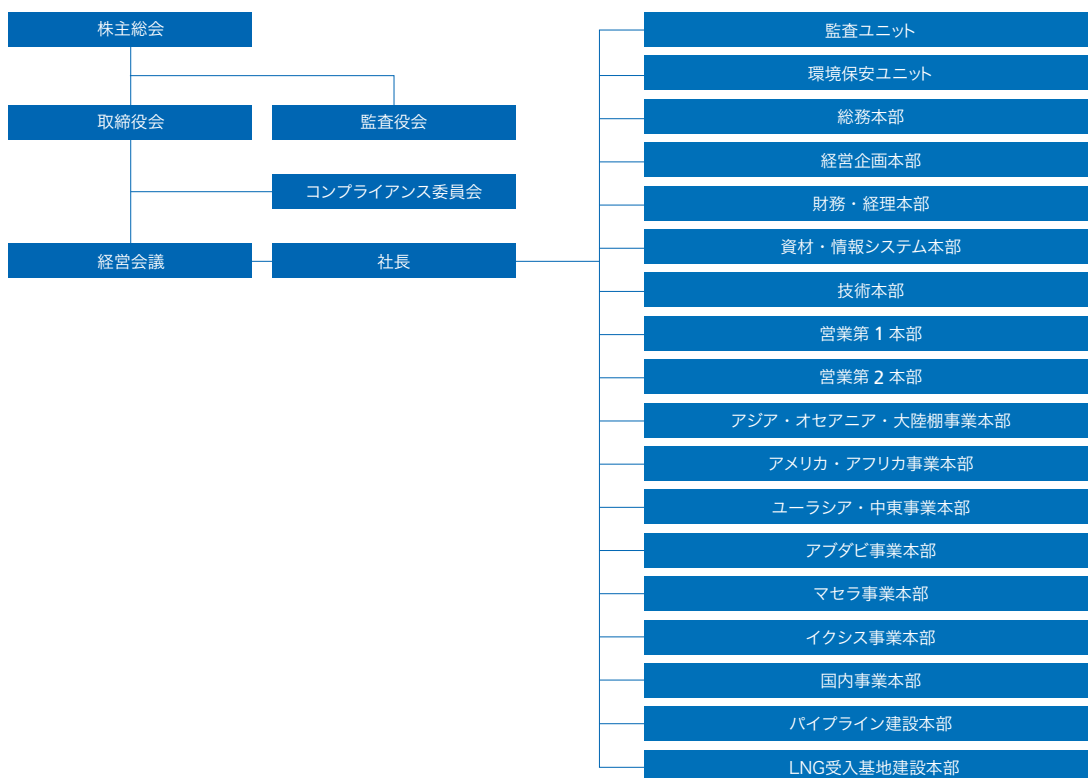
従業員数(連結) (2009年3月31日時点)

1,814名

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



(2009年6月30日現在)

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/>

写真：西オーストラリア州 沖合 WA-344-P 鉞区 掘削リグ



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

