

Securing the Future Energy Supply



国際石油開発帝石ホールディングス株式会社
INPEX Holdings Inc.

INPEX  **TEISEKI**



国際石油開発帝石株式会社
INPEX CORPORATION

Toward New Frontiers

2008年10月、約2年半にわたる統合作業が完了し、当社は新たに「国際石油開発帝石株式会社」として第一歩を踏み出しました。

海外における石油・天然ガス開発のリーディングカンパニーである国際石油開発と、日本における石油・天然ガス開発のパイオニアである帝国石油の経営統合による国際競争力の大幅な向上を通じ、私たちは今後も、拡大するエネルギー需要に応え続けるエネルギー開発企業を目指します。



代表取締役
相岡 雅俊

代表取締役会長
松尾 邦彦

代表取締役社長
黒田 直樹

目次

INPEXサマリー	2
財務の状況	2
事業の状況	4
多様な供給ソース	6
ステークホルダーの皆様へ	8
社長インタビュー	9
グローバルな事業展開	16
● アジア・オセアニア(インドネシア)	16
● アジア・オセアニア(豪州、JPDA)	20
● ユーラシア(欧州・NIS諸国)	24
● 中東・アフリカ	27
● 米州	30
● 日本	33
経営理念・企業行動憲章及び環境安全方針	35
当社の社会的責任(CSR)	36
コーポレート・ガバナンス	38
役員一覧	42
財務セクション	43
事業データ及び会社情報	77
株式の状況	86
会社概要	87

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

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

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

数値に関する注意事項

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

Our Performance

財務の状況

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	2008
売上高	¥ 969,713	¥1,202,965	\$12,005,639
日本	77,322	93,882	936,946
アジア・オセアニア	387,543	452,542	4,516,387
ユーラシア(欧州・NIS諸国)	118,618	183,879	1,835,120
中東・アフリカ	386,009	464,523	4,635,958
米州	221	8,139	81,228
営業利益	559,077	714,211	7,127,854
当期純利益	165,092	173,246	1,729,002
営業活動からのキャッシュ・フロー	231,982	363,995	3,632,684
自己資本利益率(ROE) ^{*1} (%)	17.7	15.8	—
純使用総資本利益率(ネットROACE) ^{*2} (%)	20.4	21.4	—
配当性向(%)	9.9	10.2	—
総資産	1,608,107	1,807,901	18,042,924
純有利子負債 ^{*3,6}	(169,667)	(328,353)	(3,276,976)
自己資本比率 ^{*4} (%)	64.0	64.0	—
純有利子負債／純使用総資本 ^{*5,6} (%)	(18.6)	(36.1)	—
1株当たり情報	円	米ドル ⁷	
当期純利益	70,423.45	73,510.14	733.63
配当金	7,000.00	7,500.00	74.85
期末株価	1,020,000	1,110,000	—
時価総額	億円	百万米ドル ⁷	
時価総額	24,056	26,178	26,126

^{*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-現金及び預金-国債-地方債-社債など(時価のあるもの)-MMF・現先・譲渡性預金

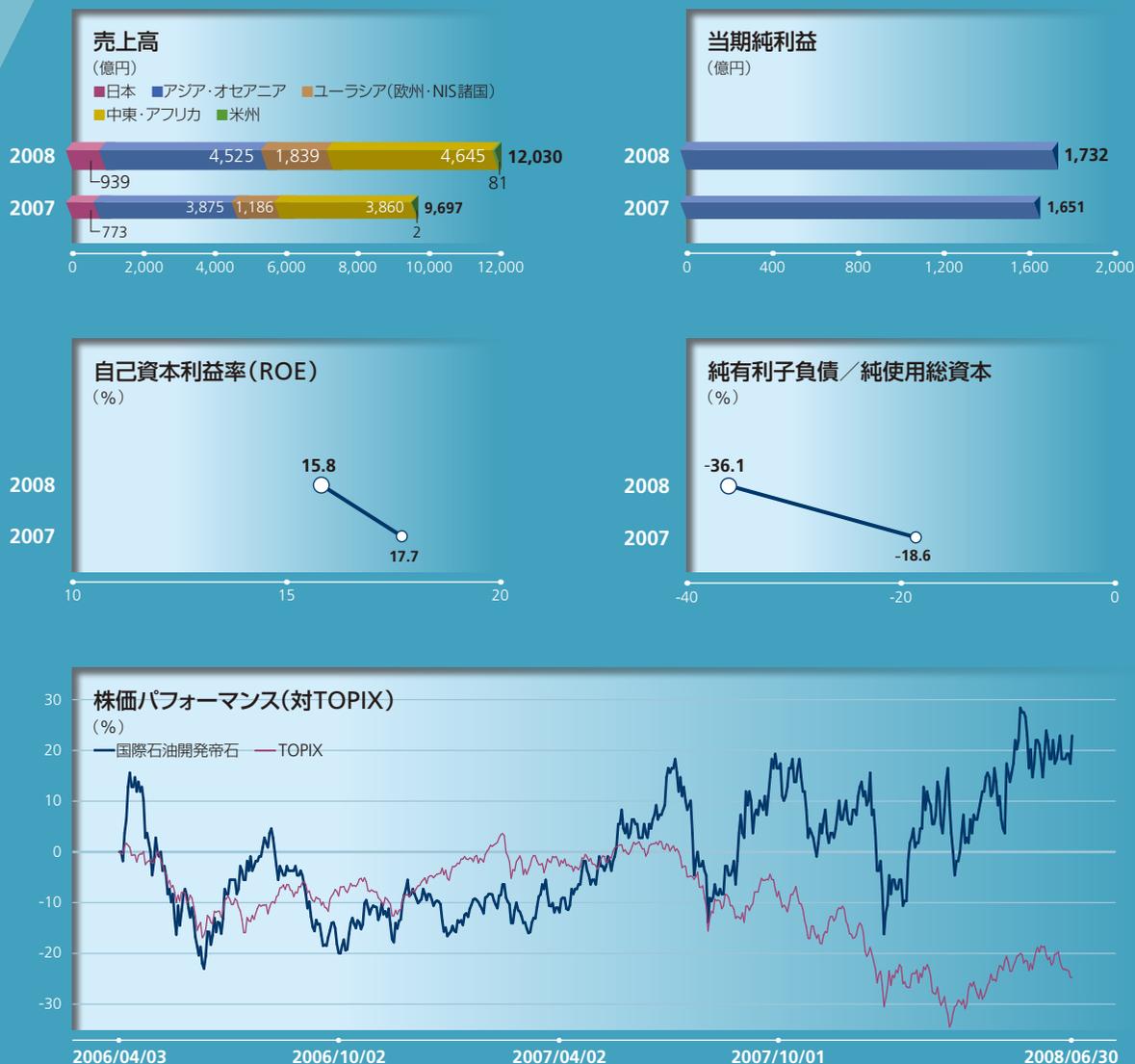
^{*4}自己資本比率=(純資産-少数株主持分)/総資産

^{*5}純有利子負債/純使用総資本=(有利子負債-現金及び預金-国債-地方債-社債など(時価のあるもの)-MMF・現先・譲渡性預金)/(純資産+有利子負債-現金及び預金-国債-地方債-社債など(時価のあるもの)-MMF・現先・譲渡性預金)

^{*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、2008年3月31日時点の換算レートである1米ドル=100.20円で計算しております。

- 当期は原油・天然ガス販売量の増加に加え、油価高及び円安に支えられた結果、増収増益となりました。
- 自己資本利益率(ROE)は純利益の伸びよりも株主資本の伸びが大きかったことから若干低下しましたが、純有利子負債を加味した純使用総資本利益率(ネットROACE)は約1ポイント上昇しました。
- 安全性の指標である純有利子負債／純使用総資本は、今後の大型プロジェクトへの投資のため、現預金や国債などの手元資金を厚くした結果、-36.1%となり引き続き高い安全性を維持しています。



Our Operations

事業の状況

3月31日終了の事業年度	2007	2008
確認埋蔵量(期末現在)^{*1}:		
原油・コンデンサート・LPG(百万バレル)	1,139	1,088
天然ガス(十億立方フィート)	3,782	3,346
合計(原油換算百万バレル)	1,770	1,645
生産量^{*1}		
原油・コンデンサート・LPG(千バレル/日)	242.5	241.5
天然ガス(百万立方フィート/日)	1,051.1	1,088.8
合計(原油換算千バレル/日)	417.7	423.0
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
一般管理費	1.7	1.6
費用(百万円)^{*4}:		
権益取得費	1,144	17,980
探鉱投資	30,544	64,746
開発投資	185,957	232,958
合計	217,646	315,684
可採年数(年)		
期末の確認埋蔵量/期中生産量	11.6	10.7
期末の確認+推定埋蔵量/期中生産量	24.5	28.2
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(百万円)^{*1 *5} ...	1,347,128	1,701,806
リザーブ・リプレースメント・レシオ(3年平均、%)^{*6}:	293	122
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
推定埋蔵量(期末現在)^{*1}:		
原油・コンデンサート・LPG(百万バレル)	1,610	1,274
天然ガス(十億立方フィート)	2,095	8,682
合計(原油換算百万バレル)	1,959	2,721

^{*1}78ページ「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3月期の為替レートはそれぞれ1米ドル=116.62円、113.61円。持分法適用関連会社分を除く。ただし、ジャバ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、ジャバ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。

^{*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。

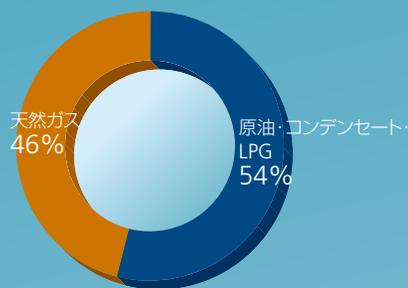
- 当期の確認埋蔵量は前期に比べてわずかに減少したものの、推定埋蔵量は、イクシスプロジェクトの埋蔵量が増加した結果、大幅に増加しました。
- 生産量は原油・コンデンセート・LPGで前期比微減となったものの、天然ガスは国内生産量の増加などにより前期比約1.3%増加しました。
- 探鉱・開発投資額は、当社オペレータープロジェクトなどの積極的な探鉱・開発活動により大幅に増加しました。



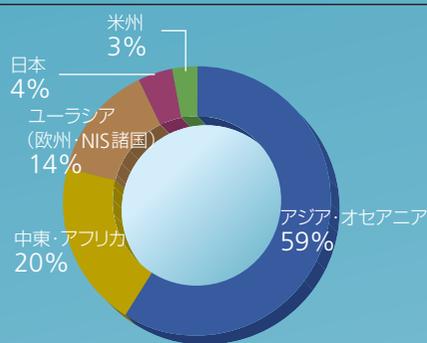
確認埋蔵量+推定埋蔵量
(2008年3月31日時点)

4,366百万BOE*

(製品別)



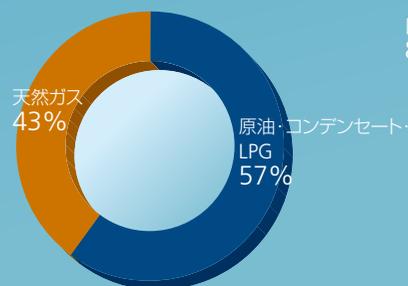
(地域別)



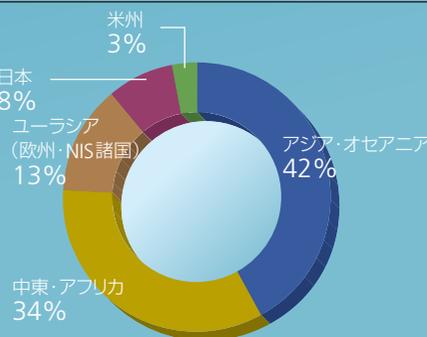
生産量

423千BOE* / 日

(製品別)



(地域別)



* 原油換算バレル

Our Supply Basis

多様な供給ソース

原油・天然ガス探鉱・開発プロジェクト一覧

ユーラシア(欧州・NIS諸国)

24ページ

- 北カスピ海沖合鉱区(カシャガン油田ほか)(カザフスタン)
- ACG油田(アゼルバイジャン)
- BTCパイプライン(アゼルバイジャン・グルジア・トルコ)

日本

33ページ

- 南長岡ガス田を中心とする国内天然ガス事業

アジア・オセアニア(インドネシア)

16ページ

- マハカム沖鉱区及びアタカユニット
- 南ナトゥナ海B鉱区
- マセラ鉱区(アバティ)
- ペラウ鉱区— タングーLNGプロジェクト

中東・アフリカ

27ページ

- ADMA(アドマ)鉱区(アラブ首長国連邦)
- コンゴ民主共和国沖合鉱区(コンゴ民主共和国)
- ウエスト・バクル鉱区(エジプト)
- エル・オアールI/II鉱区(アルジェリア)

アジア・オセアニア(豪州、JPDA*)

20ページ

- WA-10-L鉱区(グリフィン油田群)、WA-155-P(Part I)鉱区(ヴァンゴッホ油田、ラベンスワース油田)ほか(オーストラリア)
- WA-285-P鉱区(イクシス)ならびに周辺鉱区(オーストラリア)
- JPDA03-12鉱区—バユ・ウンダンプロジェクト(JPDA)
- JPDA06-105鉱区(キタン油田)(JPDA)

 当社が手掛けているプロジェクト

*チモール海共同石油開発地域

26カ国 72プロジェクト

当社が取り組むプロジェクトは世界26カ国、72のプロジェクトに及び、活動地域、契約形態、作業ステージ(探鉱・開発・生産)、原油と天然ガスのバランスのとれた優れたポートフォリオを有しています。

(2008年6月末時点)

2,721百万BOE*1 の推定埋蔵量

当社は日本最大の確認埋蔵量を保有し、推定埋蔵量も2,721百万BOEに達しています。可採年数は確認埋蔵量で10.7年、推定埋蔵量を加えると28.2年となり、中長期的な生産量・確認埋蔵量の拡大が期待できます。

*1原油換算バレル

70万BOE*1/日 を超える生産量*2へ

現在、約42万BOE/日の生産量は、既存プロジェクトのみで2010年代後半には約70%増の70万BOE/日程度に達する見通しです。

新たな油ガス田の発見、買収などにより当社の生産量はさらに追加される可能性があります。

*2SECの規則に従ったネット生産量

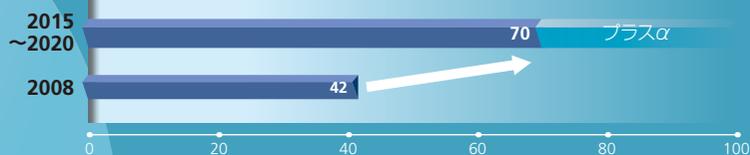


米州

30ページ

- ジョスリンオイルサンドプロジェクト(カナダ)
- コパマコヤ鉱区及びグアリコオリエンタル鉱区(ベネズエラ)
- フラージ鉱区(ブラジル)
- シップショール72鉱区・メインバス117/118鉱区・ウェストキャメロン401/402鉱区(アメリカ合衆国)

生産量の成長性 (万BOE/日)



生産開始スケジュール

生産開始	プロジェクト・油ガス田 (国/オペレーター)	国名
2008年度 (2009年3月期)	フラージ油田 タングーLNGプロジェクト	ブラジル インドネシア
2009年度 (2010年3月期)	ヴァンゴッホ油田 ノースフルットガス田	オーストラリア インドネシア
2010年度 (2011年3月期)	ラベンスワース油田	オーストラリア
2012年度 (2013年3月期)	エル・オアールII	アルジェリア
2013年度 (2014年3月期) 以降	ジョスリンオイルサンドプロジェクト(露天掘り) イクシスLNGプロジェクト アパディ(マセラ)LNGプロジェクト	カナダ オーストラリア インドネシア
既発見・生産開始 未定	カシャガン油田 クダ・タシ/ジャハール/キタン油田 カイラン/アクトテ/カラムカス/カシャガンサウス ウェスト構造	カザフスタン JPDA カザフスタン

2008年10月、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合併し、「国際石油開発帝石株式会社」として、新たなスタートを切りました。

一層効率的・機動的な経営体制を確保するとともに、石油、天然ガスの安定的かつ効率的な供給を実現し、株主の皆様には評価していただける企業価値の向上を目指して努力してまいります。

2008年10月

黒田直樹

代表取締役社長 黒田直樹

Question 1

2008年3月期(当期)の業績についてお聞かせください。



Answer

原油、天然ガスの順調な販売量の増加、販売価格の上昇を背景に増収増益となりました。

当期は、アゼルバイジャンのACG油田における原油生産量の増加や、国内天然ガス事業における大口顧客向け販売量の増加、ベネズエラプロジェクトの契約発効に伴う天然ガスの売上計上など、生産量、販売量が順調に推移しました。また、高油価・ガス価にも支えられた結果、当期の総売上高は前期比24.1%増加の1兆2,030億円となり、このうち原油売上高は前期比29.0%増加の7,835億円、天然ガス売上高は前期比17.5%増加の3,911億円となりました。

ロイヤリティや開発費用の増加による売上原価の増加、探鉱費の増加、原油輸送費や減価償却費などの販売費及び一般管理費の増加によるコスト増もありましたが、営業利益は前期比27.7%増加の7,142億円となりました。

法人税等及び少数株主持分調整前当期純利益は前期比17.0%増加の6,858億円となり、税率の高い外国税の占める割合の増加などから、当期純利益は前期比4.9%増加の1,732億円となりました。

当期はこうした好業績に支えられ、一層の財務基盤の強化を果たすことができたと考えています。

単位:億円

	2007	2008	増減	増減率(%)
売上高	9,697	12,030	2,333	24.1
原油売上高	6,074	7,835	1,761	29.0
天然ガス売上高*	3,329	3,911	582	17.5
その他	294	284	(10)	(3.3)
営業利益	5,591	7,142	1,551	27.7
法人税等及び少数株主持分調整前 当期純利益	5,863	6,858	995	17.0
当期純利益	1,651	1,732	81	4.9

*LPGを含む

Question

2

当期は原油や天然ガスの価格の高騰が収益に大きなインパクトを与えましたが、原油、天然ガスの市場動向について説明してください。

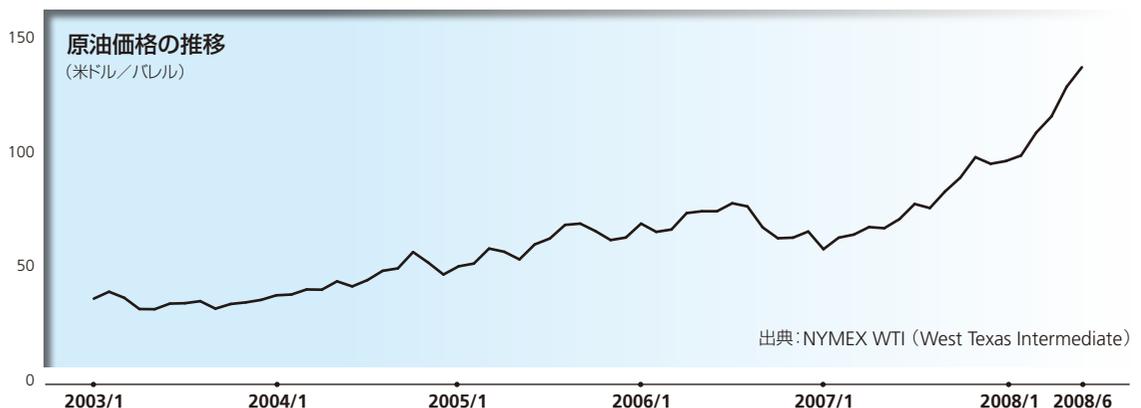


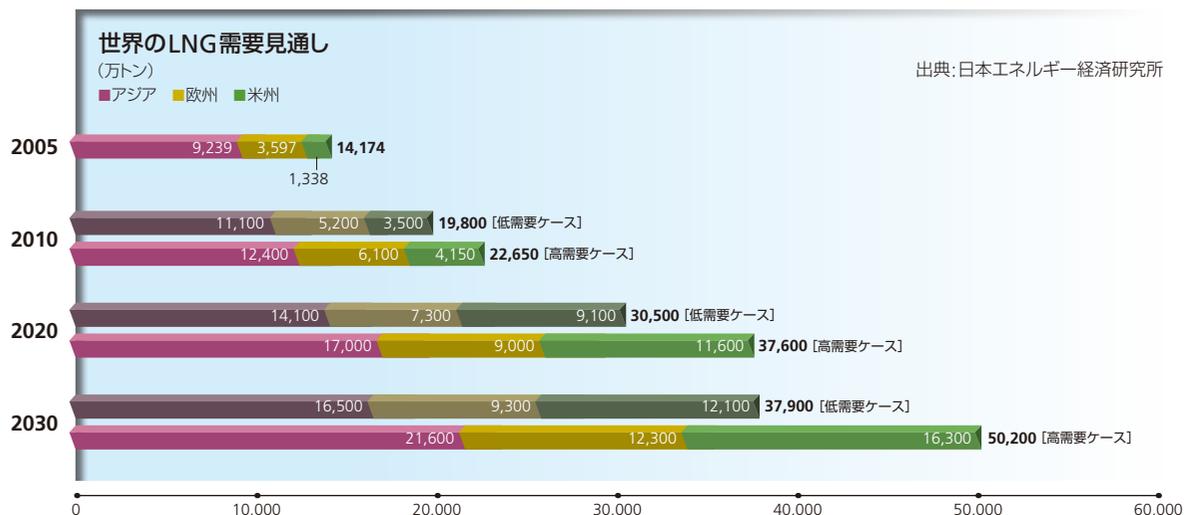
Answer

原油価格の高騰が長期化するなか、国内を含めて天然ガスの需要が急拡大しています。また旺盛な天然ガス需要にLNGで対応するアプローチが顕著になっています。

当社グループの業績に大きな影響を与える原油価格は、1年間を通じてWTIの終値ベースで1バレル当たり35.64米ドルの上昇が見られ、大きく変化しました。2007年4月にWTIは65.94米ドルから始まり、ナイジェリアの政情不安などの地政学的リスクや、米国の低水準のガソリン在庫などに投機資金の原油先物市場へのシフトなども加わって上昇を続け、101.58米ドルで当期を終えました。これらを反映し、当社グループの原油の平均販売価格も前期比28.8%上昇し、1バレル当たり80.07米ドルとなりました。

原油価格高騰の長期化と環境面での優位性を背景に、天然ガスの需要が世界的に拡大しています。当社の国内供給地域においても、石油系燃料から天然ガスへの燃料転換を主体として天然ガス需要の伸びが続いています。また米国産、北海産ガスのパイプライン供給が伸び悩むなかで、旺盛な天然ガス需要にLNGで対応するアプローチが顕著になっています。こうした流れを受けて、かつては日本を中心とした東アジア向け燃料という位置づけであったLNG取引について、今後は急速にグローバル化が進んでいくものと見ています。





Question

3

主要プロジェクトの進捗状況について教えてください。



Answer

国内、海外の各主要プロジェクトは、いずれも順調に進捗しています。

当社グループがガス田の探鉱・開発からLNGの生産・販売までをオペレーターとして取り組むオーストラリアの大規模プロジェクト「イクシス」では、2013年下期から2014年上期のLNG生産開始を目指して開発検討作業などに積極的に取り組んでいます。LNGの生産量は年間約800万トン超を予定しており、LNGに加え、日量約10万バレルのコンデンセート及び年間約160万トンのLPGの生産も見込んでいます。今後はLNGプラント(液化設備)建設地の選定作業を経て、詳細なエンジニアリング作業に入ります。

イクシスに次いで事業化が期待される大規模ガス田アバディ(インドネシア・マセラ鉱区)では、2015年から2016年の生産開始を目標に、年間350万トンから500万トンのLNG生産を計画しています。2007年5月より埋蔵量評価を目的とした評価井4抗の連続掘削をしましたが、評価井の結果からは非常に良好な感触が得られており、さらなる埋蔵量の増加が期待できると考えています。

カスピ海沿岸の2つの大型油田プロジェクトも順調に進捗しています。アゼルバイジャンのACG油田では2008年4月、グナシリ油田深海部からの原油生産を開始しました。今回の生産開始によりACG鉱区では当初計画されたすべてのフェーズで生産段階に移行したことになります。これによりACG鉱区全体からの原油生産は、2009年には、予定通り、日量100万バレルを超える予定です。カザフスタンのカシャガン油田群については、現在第1フェーズの開発を実施中ですが、その後はFull Field Development Programへの移行が予定されており、ピーク時の原油生産は日量150万バレル(当初計画の25%増)に到達する計画となっています。

最後に、国内最大級の南長岡ガス田を中心とした国内天然ガス事業では、2007年8月に、中長期的な天然ガス供給能力の確保を目指し、新潟県上越市(直江津港)でのLNG受入基地建設の本格検討に着手し、2008年8月に建設を決定しました。また2007年12月には、天然ガス輸送能力の強化策として取り組んできた新東京ライン(延伸部)及び群馬ラインが完成し、パイプラインネットワーク全体の輸送能力と供給安定性が向上するとともに、天然ガス供給体制が強化されました。

Question

4

天然ガス需要が世界的に拡大するなかで、天然ガス事業をどのように拡大させていきますか?



Answer

豊富な保有埋蔵量、カントリーリスクの相対的に低いコアエリアといった強みを最大限に活かし、天然ガス事業を拡大します。

当社の天然ガス事業の成長戦略における最大の強みは、豊富な天然ガス埋蔵量です。2008年3月末現在、約20億バレル(原油換算)の確認及び推定埋蔵量を保有しています。さらに、現時点では推定埋蔵量には含まれないインドネシアのアバディガス田を加えると、中堅国際石油企業と比べても大きな埋蔵量を保有しています。

また、当社の天然ガス事業のコアエリアである、インドネシア、オーストラリアにおける投資環境は非常に良好であり、カントリーリスクが相対的に低いことから安定した収益を確保することが可能です。

当社は、国内外で培った豊富な操業経験や技術力を最大限活用し、コスト管理を適切に行い、収益性が高い豊富な天然ガス資源を商業化することにより、当社の企業価値を維持・向上することが可能と考えています。特に、イクシス及びアバディという2つの大型LNGプロジェクトの実現を成長戦略の最重要課題として認識し、注力してまいります。

Question

5

ジョスリンオイルサンドプロジェクトは、御社グループにとってどのような位置づけになりますか？



Answer

当社グループが非在来型石油資源の開発事業に本格参入する初めてのプロジェクトです。

当社は2007年11月、フランスTOTAL社がカナダ連邦アルバータ州で実施しているジョスリンオイルサンド上流開発プロジェクト(スチーム圧入(SAGD法)により生産中。大規模開発として露天掘りを計画)について、10%の参加権益を取得するとともに、同州エドモントンでTOTAL社の計画す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。

ジョスリンオイルサンドプロジェクトは、当社にとって、非在来型石油資源の開発事業に本格参入する初めてのプロジェクトです。カントリーリスクが極めて低く、豊富な埋蔵量と長期に安定的な生産が期待できることから、当社のポートフォリオバランスの向上に貢献するものと考えています。また、当社は、このプロジェクトへの参画を足がかりに、ベネズエラなど南米における非在来型石油資源の開発への参入も視野に入れていきます。

Question

6

御社グループが果たすべき社会的責任について、どのように認識していますか？



Answer

安定的かつ効率的なエネルギー供給を実現することが当社にとっての使命であり、その使命を果たすことに根ざしたCSRの実現が重要であると考えています。

当社グループの事業が、エネルギーの安定供給を通じた豊かな社会の実現や、地域及び地球環境の問題に深く関わっていることは言うまでもありません。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す」という経営理念の実践に正面から取り組んでいます。

石油・天然ガスの需要が急速に伸長し、世界規模での資源獲得競争が厳しさを増すなか、日本政府は石油の自主開発比率を「2030年までに引取量ベースで40%程度とする」というエネルギー政策を発表し、高い国際競争力と強靱な経営基盤を備えた、日本のエネルギー供給における中核的な石油開発企業の誕生が切望されています。当社は、我が国のリーディングカンパニーとしての責任を果たすべく、国内外における石油・天然ガス開発を積極的に進め、エネルギーの安定的かつ効率的な供給に努めます。

世界各地での事業を展開していくにあたって、事業を遂行する地域と地球全体の環境保全は、優先的に果たしていくべき重要な社会的責任の一つであり、エネルギー企業として、温暖化対策に真摯に取り組んでいます。また、プロジェクトを実施する地域の発展に寄与するために、それぞれの地域の文化や習慣を尊重しながら、地域社会との共存共栄を図るべく教育支援や生物多様性保全への貢献などさまざまな活動を推進しています。今後も私たちは環境保全に資する事業戦略の構築や実現を図り、開発地域の近隣住民の暮らしや経済発展に貢献し、持続可能な開発に取り組んでまいります。

Question

7

最後に、株主の皆様へのメッセージをお願いします。

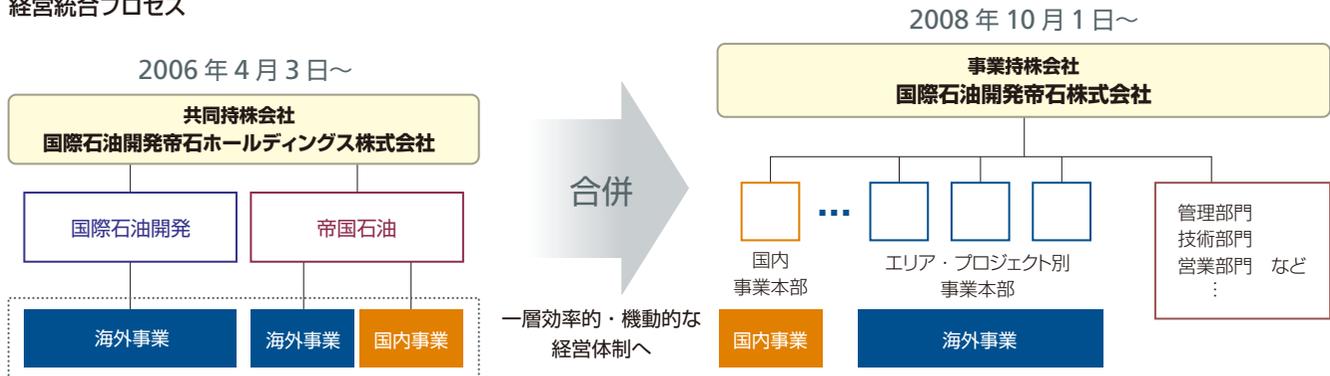


Answer

積極的な投資による持続的な企業価値の向上と、配当による株主の皆様への直接的な還元の双方に配慮した利益配分を行っていきます。

2006年4月に始まった経営統合の総仕上げとして、2008年10月、当社は国際石油開発と帝国石油を吸収合併し、「国際石油開発帝石株式会社」として新たなスタートを切りました。これまでも、新しい組織や業務分掌の検討、経理・人事などのシステムの開発と平行して、両社の優れた人材を結集したプロジェクトチームを編成するなど、統合効果の早期実現に向けたさまざまな取り組みを行ってまいりましたが、今後は組織の完全な一体化、主要事務所の統合などにより、一層効率的・機動的な経営体制を確保します。

経営統合プロセス



今後はこれまで以上に、国内外における探鉱・開発などへの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に努める一方で、配当による株主の皆様への直接的な利益還元を行ってまいります。当社グループでは、これらの二つの取り組みを、中長期的な観点から調和させていくことが重要であると考えています。

当社はグローバルに展開するエネルギー開発企業としての社会的責任を果たすべく、引き続きコーポレート・ガバナンスの強化とコンプライアンスの徹底を図り、操業面の安全管理にも万全を期すとともに、環境との調和や地域社会との共生などにも十分配慮した事業活動を行ってまいります。

株主の皆様におかれましては、今後とも当社グループへのご理解、ご支援を賜りますようお願い申し上げます。

アジア・オセアニア (インドネシア)

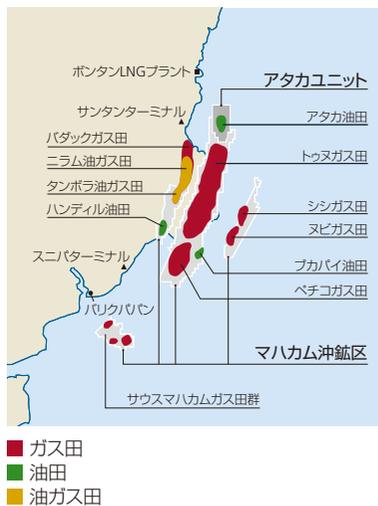


原油処理施設(マハカム沖鉱区)

1 マハカム沖鉱区及びアタカユニット

契約地域	事業会社(設立)	権益比率
マハカム沖	国際石油開発帝石株式会社 (1966年2月21日)	同社50% *TOTAL 50%
アタカユニット		同社50% *Chevron 50%

(2008年6月末時点、*はオペレーター)



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おります。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、その後ブカパイ油田、ハンディル油田、タンボラ油ガス田、トゥヌガス田、ペチコガス田、シシ・ヌビガス田などを逐次発見、それぞれの油ガス田で原油、天然ガスの生産を続けております。

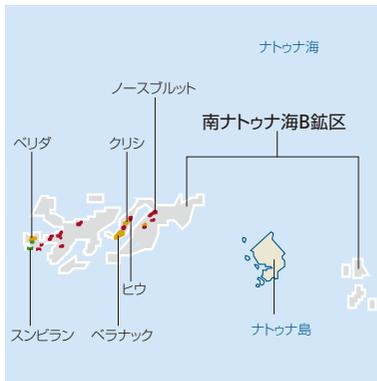
生産された原油とコンデンセートは、積み出し基地(サンタンターミナル及びスニパターミナル)から日本の石油精製会社、電力会社などへタンカーで出荷されております。天然ガスは主として世界最大級のボンタンLNGプラントへ供給され、日本をはじめとする需要家向けに出荷されております。

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おります。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おります。

2 南ナトゥナ海B鉱区

契約地域	事業会社(設立)	権益比率
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%

(2008年6月末時点、*はオペレーター)



- ガス田
- 油田
- 油ガス田

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。その後1994年1月に同鉱区の権益を追加取得し、これにより参加権益率は35%となりました。

当社参画以降も、ベリダ油ガス田、スンプラン油田、ベラナック油ガス田、ヒウガス田、クリシ油ガス田、ノースブルットガス田などと続けて新規油ガス田が発見されました。原油は、1979年以降生産を続けており、ガスは、1999年1月に同鉱区ならびに隣接するナトゥナ海A及びカカップの3鉱区から、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が結ばれ、2001年より供給を開始しております。さら

に2002年からは、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年まで延長されております。

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セートに加え、2007年4月よりLPGの生産を開始しております。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、今後も2009年にノースブルットガス田での生産開始を予定しております。

3 マセラ鉱区(アバディ)

契約地域	事業会社(設立)	権益比率
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%

(2008年6月末時点、*はオペレーター)



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田を発見しております。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、評価検討作業を踏まえて、2007年5月より埋蔵量評価の確度を高めるために4坑の追加評価井の掘削を実施、並行してLNGによる商業化を前提に開発検討作業を進めております。また2008年半ばより、監督官庁であるBPMIGASとアバディガス田の開発計画に関する協議を開始しております。

4 ベラウ鉱区ータングーLNGプロジェクト

契約地域	事業会社(設立)	権益比率
ベラウ	MI Berau B.V. (2001年8月14日)	同社22.856% *BP 48.0% 日石ベラウ17.144% KGベラウ12.0%
タングーユニット		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%

(2008年6月末時点、*はオペレーター)



■ ガス田

当社と三菱商事株式会社が共同出資で設立したMI Berau B.V.社(当社44%、三菱商事56%)は、2001年10月にインドネシアにおける第三の大型LNGプロジェクト、タングーLNGプロジェクトの中心的鉱区であるベラウ鉱区の約22.9%権益を取得しました。MI Berau B.V.社は、ベラウ鉱区及び隣接するウィリアガール鉱区、ならびにムトゥリ鉱区との間で設定された、タングーLNGプロジェクトのユニット権益を16.3%(内、当社分約7.17%)保有しております。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%に増加させております。

タングーLNGプロジェクトはすでに中国、韓国、北米の各買主との間で、合計年間745万トンのLNG販売契約を締結しております。2005年3月には、プロジェクトの開発計画及び生産分与契約の2035年までの延長がインドネシア政府に承認され、現在2008年末からのLNG生産開始を目指して、生産井の掘削作業、液化プラントの建設作業などを行っております。

1

WA-10-L 鉱区(グリフィン油田群)、
WA-155-P (Part 1) 鉱区(ヴァンゴッホ油田、ラベンスワース油田)ほか

2

WA-285-P 鉱区(イクシス)ならびに周辺鉱区

3

JPDA03-12 鉱区— バユ・ウندانプロジェクト

4

JPDA06-105 鉱区(キタン油田)

アジア・オセアニア (豪州、JPDA)

LNG出荷バース(バユ・ウندانプロジェクト)

1 WA-10-L 鉱区 (グリフィン油田群)、WA-155-P (Part I) 鉱区 (ヴァンゴッホ油田、ラベンスワース油田) ほか

契約地域	事業会社 (設立)	権益比率
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%
ヴァンゴッホ油田を含む 限定エリア		同社47.499% *Apache 52.501%
WA-155-P (Part II)		同社18.67% *Apache 81.33%
WA-357-P		同社35% *Apache 65%

(2008年6月末時点、*はオペレーター)



■ 油田

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ブロックの開発権 (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おります。

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、さらには、2006年7月にはWA-357-P 鉱区の権益を取得し

ております。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、2009年4月の生産開始を目指して開発作業を実施しております。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、東側に隣接するWA-12-R 鉱区のクロスビー油田及びスティックル油田とともに、ピレニー総合開発の一環として開発作業が進められ、2010年後半の生産開始を目指して開発作業を実施しております。

2 WA-285-P鉱区(イクシス)ならびに周辺鉱区

契約地域	事業会社(設立)	権益比率
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%
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%

(2008年6月末時点、*はオペレーター)



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おります。

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おります。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おり、2013年下期または2014年上期からLNG及びコンデンセート・LPGを生産する計画です。初期生産段階での生産・

販売量は、年間800万トン超のLNG及び約160万トンのLPGを予定しておりますが、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おります。

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。

3 JPDA03-12 鉱区ーバユ・ウングプロジェクト

契約地域	事業会社(設立)	権益比率
JPDA03-12	サウル石油株式会社 (1993年3月30日)	同社 19.0712244% *ConocoPhillips 61.6624238% Santos 19.2663518%
バユ・ウングユニット		同社 11.274908% *ConocoPhillips 57.150852% Eni 10.985973% Santos 11.390267% Tokyo Timor Sea Resources (東京電力/東京ガス) 9.198000%

(2008年6月末時点、*はオペレーター)



■ ガス田

当社は、1993年4月にオーストラリアと東チモール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。当社は、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、ウングの各構造で原油・ガスの発見に成功しています。

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、2008年以内に廃鉱作業を完了する予定です。また、本鉱区とその東側に隣接するJPDA03-13 鉱区にまたがるバユ・ウング

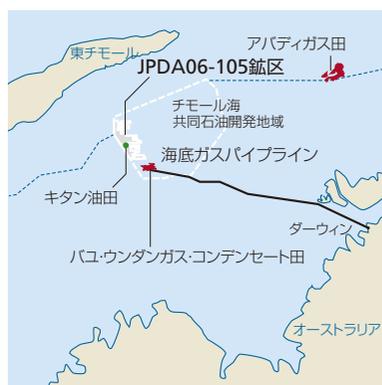
ガスコンデンセート田について、両鉱区の権益保有者が1999年にユニタイゼーションに最終合意し、バユ・ウングユニットの共同開発に着手しました。

バユ・ウングプロジェクトでは、2004年よりコンデンセート及びLPGの生産を開始しており、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、天然ガスを北部準州ダーウィンの液化基地に輸送し、LNGを製造し、2006年2月よりLNGの販売を開始しております。

4 JPDA06-105 鉱区(キタン油田)

契約地域	事業会社(設立)	権益比率
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%

(2008年6月末時点、*はオペレーター)



■ 油田
■ ガス田

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に、2001年にクダタシ構造に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号井でも同月、原油の賦存を確

認しました。

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当局に対し、キタン油田が商業開発できる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。今後、キタン油田の開発の検討を進め、開発エリア承認より12ヵ月以内の開発計画策定を目指しています。



ユーラシア (欧州・NIS諸国)

北カスピ海沖合鉱区(カシャガン油田ほか)

1

ACG油田

2

BTCパイプライン

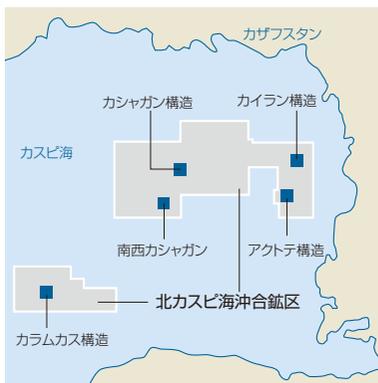
3

海上(氷上)生産施設(カシャガン油田)

1 北カスピ海沖合鉱区(カシャガン油田ほか)

契約地域	事業会社(設立)	権益比率
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8.33% *Eni 18.52% ExxonMobil 18.52% Shell 18.52% TOTAL 18.52% ConocoPhillips 9.26% KMG 8.33%

(2008年6月末時点、*はオペレーター)



当社は、1998年9月にカザフスタン北カスピ海沖合鉱区の約7.14% 権益を取得しました。その後2001年9月に同鉱区の権益を追加取得し、これにより当社の参加権益比率は約8.33%になっております。

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の発見に成功しております。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あることが確認されております。

カシャガン油田では現在作業中の第一段階(Experimental Program)に続き、カシャガン油田全体開発(Full Field Development Program)を予定しています。ピーク生産時には日量150万バレルに到達する予定です。

同鉱区では、カシャガン油田のほか、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、カシャガン油田の開発と並行してこれら既発見構造の評価作業を行い、同鉱区からのさらなる生産拡大を目指しております。

2 ACG油田

契約地域	事業会社(設立)	権益比率
南西カスピ海沖合	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% Statoil Hydro 8.56% ExxonMobil 8.00% TPAO 6.75% Devon Energy 5.63% 伊藤忠商事3.92% Hess 2.72%

(2008年6月末時点、*はオペレーター)



■ 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、すで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おります。2009年には鉱区

全体生産量が日量100万バレルに達する見込みです。

生産された原油は、アゼルバイジャンのバクーから黒海沿岸のスプサに至る西ルートパイプラインによる輸送に加えて、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トルコのジェイハンまで輸送され、地中海より出荷しております。

3 BTCパイプライン

契約地域	事業会社(設立)	権益比率
BTCパイプライン	INPEX BTC Pipeline, Ltd. (2002年10月16日)	同社2.5% *BP 30.1% SOCAR 25% Chevron 8.9% Statoil Hydro 8.71% TPAO 6.53% Eni 5% TOTAL 5% 伊藤忠商事3.4% ConocoPhillips 2.5% Hess 2.36%

(2008年6月末時点、*はオペレーター)



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、グルジア共和国トビリシ（Tbilisi）を經由し、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月より本格稼働を開始しております。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あわせ輸送することも視野に入れ、輸送能力は日量120万バレルに増強されることとなっています。

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おります。

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おり、BTCパイプラインが完成したことにより、すでに船舶の混雑が顕著なトルコのボスボラス海峡を經由せず、直接地中海から大型船舶による出荷も可能となり、今後生産が拡大していくアゼルバイジャン及びカザフスタンの油田で産出される原油の輸送に大きく貢献することになります。

中東・アフリカ

4

3

1

エル・オールI、II鉱区

ウエスト・バクル鉱区

ADMA(アドマ)鉱区

コンゴ民主共和国沖合鉱区

2

原油生産井(ウエスト・バクル鉱区)

1 ADMA(アドマ)鉱区

契約地域	事業会社(設立)	権益比率
ウムシャイフ油田 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%
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%

(2008年6月末時点)



■ 油田

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おります。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おります。また、ウムシャイ

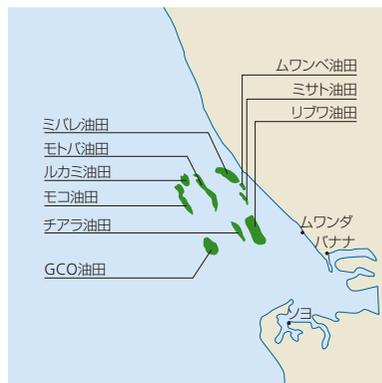
フ油田及び下部ザクム油田については、それぞれ権益参加以前の1962年、1967年より順調に生産を続けております。生産された原油はパイプラインによりダス島またはシルク島に送られ出荷されております。

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の合併会社)を通じて行われており、ジャパン石油開発から両操業会社へ技術者を中心に人員を継続的に派遣しております。

2 コンゴ民主共和国沖合鉱区

契約地域	事業会社(設立)	権益比率
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%

(2008年6月末時点、*はオペレーター)



■ 油田

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取得し、これにより現在の参加権益比率は32.28%になっております。

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おります。

3 ウエスト・バクル鉱区

契約地域	事業会社(設立)	権益比率
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%

(2008年6月末時点、*はオペレーター)



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おります。

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おります。

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おります。

4 エル・オアールI/II鉱区

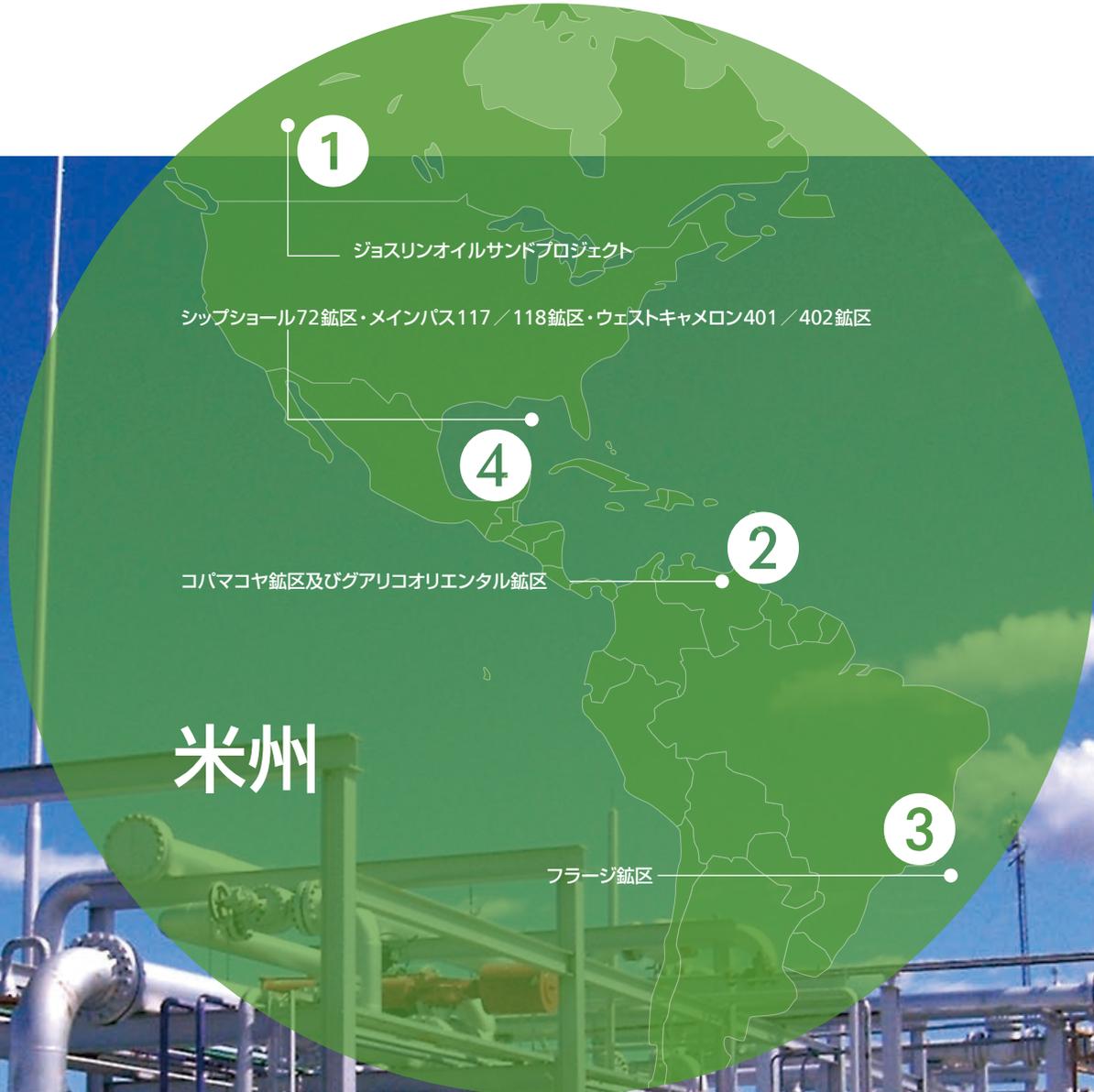
契約地域	事業会社(設立)	権益比率
エル・オアールI/II	帝石エル・オアール石油株式会社 (2001年12月21日)	同社10.29% Sonatrach 67.33% *Eni 22.38%

(2008年6月末時点、*はオペレーター)



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にて、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それぞれ天然ガス及びコンデンセートが確認されており、現在開発検討作業を行っております。



1

ジョスリンオイルサンドプロジェクト

シップショール72鉱区・メインパス117 / 118鉱区・ウェストキャメロン401 / 402鉱区

4

コパマコヤ鉱区及びグアリコオリエンタル鉱区

2

米州

3

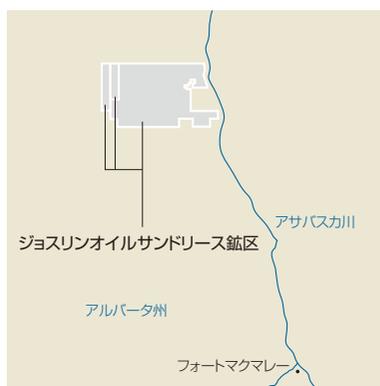
フラージ鉱区

ガス処理プラント(コパマコヤ鉱区)

1 ジョスリンオイルサンドプロジェクト

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 74%
OSL 7405070799		EnerMark 15% Laricina 1%
OSL 7404110452		

(2008年6月末時点、*はオペレーター)



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(含付随パイプラインへの権利)を取得しました。

ジョスリンオイルサンド上流開発プロジェクトでは、2006年からオイルサンド層へのスチーム圧入(SAGD法)による生産を実施しています。今後は、大規模開発の第一段階として2010年代初頭に日量10万バレル規模のオイルサンドの露天掘りを計画、その

後も第二段階として日量約23万バレル規模まで生産量を増大させていく予定です。

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2010年代前半までに、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おります。

2 コパマコヤ鉱区及びグアリコオリエンタル鉱区

契約地域	事業会社(設立)	権益比率
コパマコヤ	Teikoku Oil and Gas Venezuela, C.A. (2006年6月7日)	同社70% PDVSA 30%
グアリコオリエンタル		同社30% PDVSA70%

(2008年6月末時点)



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おります。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

契約地域	事業会社(設立)	権益比率
フラージ	Frade Japão Petróleo Limitada (FJPL) (1999年7月5日)	同社18.2609% *Chevron 51.7391% Petrobras 30%

(2008年6月末時点、*はオペレーター)



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%になっております。

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ております。現在、2009年の生産開始を目指して開発作業が進められており、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することとなります。

4 シップショール72鉱区・メインパス117／118鉱区・ ウェストキャメロン401／402鉱区

契約地域	事業会社(設立)	権益比率
シップショール72 鉱区	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117／118 鉱区		同社10% *Hunt 50% その他40%
ウェストキャメロン401 鉱区		同社25% *PetroQuest 38% その他37%
ウェストキャメロン402 鉱区		同社25% *PetroQuest 25% その他50%

(2008年6月末時点、*はオペレーター)



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117／118鉱区、2008年2月にはウェストキャメロン401／402鉱区からも生産を開始しました。



日本

南長岡ガス田を中心とする国内天然ガス事業

1

静岡ライン

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。

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もと、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。

環境安全方針

私たち国際石油開発帝石株式会社グループは、エネルギーの安定的かつ効率的な供給を実現しつつ、社会の持続可能な発展に貢献することが当社の重要な社会的責務と考えています。その責務を果たすため、以下に定めた項目を確実に実行することを宣言し、当社に関係するすべての人々の安全を確保するとともに健康を守り、地域と地球の環境保全に努めます。

- 労働安全衛生と環境保全について、適用されるすべての法令及び自主基準を遵守します。
- マネジメントシステムを適切に運用し、法令及び自主基準の遵守状況と諸活動の進捗状況を定期的に監査することにより、労働安全衛生と環境の継続的な改善に努めます。
- 潜在する危険・有害要因を事前に評価することでリスクを排除または管理し、事故・災害の発生防止に努めます。
- 省エネルギー対策を推進するとともに、環境負荷要因を事前に評価し管理することで、汚染物質の排出量削減など、環境負荷の低減に努めます。
- 緊急時対策を定めて定期的な訓練を実施するとともに、万一の場合には被害を最小限に抑えるため、迅速かつ適切な措置を講じます。
- 労働安全衛生と環境保全の取り組みのために適切な経営資源を投入します。
- 労働安全衛生と環境保全ならびに交通事故防止には、従業員一人一人の自覚が大切であるとの認識のもと、これらに関する啓発・教育を実施します。
- 当社の業務に従事するすべての事業者に対しては、当社の環境安全方針の遵守を求め、協力して事故・災害の発生防止と環境負荷の低減に努めます。
- 当社の労働安全衛生と環境保全に関する取り組みについて情報を開示し、広く社会とのコミュニケーションを図ります。

当社の社会的責任 (CSR)

当社は世界各地での資源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、資源開発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。このため、当社は開発地域の近隣住民の暮らしや経済発展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になるだけでなく、公・鉱害の原因となって事業継続を困難にする可能性があります。

当社グループでは、環境保全と事故・災害の防止を不可分の関係にとらえ、健康(Health)、安全(Safety)、環境(Environment)の向上を目的とした当社グループ独自の「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に努めています。

HSEマネジメントシステム推進体制とその取り組み

2007年10月、当社グループ全体でHSEを体系的に推進していくことを目的に、グループ全体の各種規程・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。同委員会で策定された規程や要領に従って、重点目標

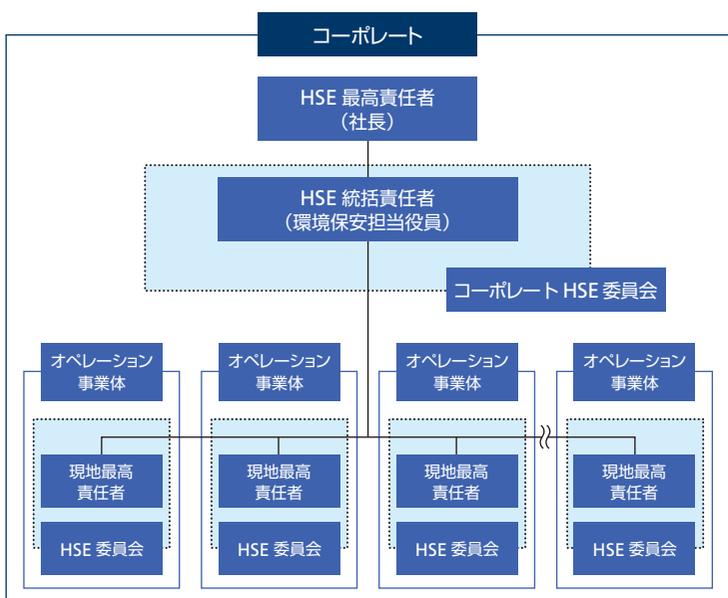
の具現化に向けたHSEマネジメント推進体制を順次整備しています。

当社グループの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。各事業体では、国内外を問わず環境安全方針に基づいてプロジェクトを遂行するなかでHSE活動に取り組んでおり、その推進組織としてオペレーション事業体ごともHSE委員会を設けています。

こうした体制のもと2008年度からは、災害など緊急事態の発生時に、各事業体が本社と連携しながらプロジェクト関係者の健康管理と安全確保を実現するための管理体制の構築も進めています。

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2008年度HSE重点目標を周知徹底するため、2008年5月に第1回コーポレートHSE会議を開催しました。同会議には、日本国内、ベネズエラ、インドネシア、オーストラリア、エジプト、リビアの全オペレーション事業体の代表者が参加しました。

国内事業の推進体制としては、国内事業本部長とHSE実行責任者(保安統括者)から成る「保安統括者会議」が、目標設定やその達成状況の確認・見直しなどを実施しています。また、国内の各事業場では、HSE実行責任者が議長となり、HSE現場責任者(保安管理者)、保安係員から成る「保安委員会」で、保安統括者会議での決定に基づいて事業場ごとに目標設定、実施計画の策定、目標達成状況の確認・見直しなどを行っています。



地域開発

当社グループは、プロジェクトを開始する際、社会影響評価を行っています。プロジェクトがその周辺の居住者や地域社会に与える経済的、社会的影響を評価し、特定した影響を緩和する施策を実施しています。影響緩和のためのプログラムは、継続的なモニタリングにより、その有効性を評価しています。その過程においては地域住民、社会に対しプロジェクトに関する情報を開示し、プロジェクトへの理解を促進しています。また対話を通じてその地域のニーズを汲み取るよう努め、地域貢献活動を推進しています。

マハカムデルタでの環境保護プログラムに参加

当社は、2007年から2012年までの5年間、国連開発計画（UNDP）などと協力し、インドネシア共和国マハカムデルタ地域で環境保護プログラムを実施しています。このプログラムは、エビ養殖池の造成によって破壊されたマハカムデルタのマングローブ林を再生・保護するとともに、地域経済・社会の持続的発展を目指す活動です。

当社が権益を取得し、当社グループ事業の主力鉱区となっているマハカム沖鉱区の周辺にあるデルタ地域は、マングローブの重要な植生地であり、周辺地域の生物多様性を維持し、CO₂を吸収するという役割を担っています。また、飲料水の供給源や天然資源の輸送路としても重要な地域です。

同地域では、1997年のアジア金融危機以降、外貨獲得の手段としてエビの養殖が広がり、養殖池が無秩序に拡大しました。これによって同地域のマングローブ林の大半が消滅し、マハカムデルタの約80%が養殖池に変わってしまった上、病害予防のために養殖池で薬剤が使用されたことから水質汚染も発生しました。

この環境保護プログラムの目標は、マングローブ林の再生・保護だけでなく、最終的には地域社会と地域行政機関が自立的にマハカムデルタ全体の環境を再生・保護すること、また地域経済・社会の持続的な発展を実現することです。

そのために、①エビ養殖池とマングローブ林を交互に配置することにより、環境保全と地域の経済活動（農業・水産業）を両立させる地域社会発展モデル「シルボ・フィッシャ

リー方式」の導入支援、②地域行政機関による土地利権問題解決のための政策策定・実施支援、③地域行政機関の組織整備・人材育成支援、④地域住民に対する環境保全への理解促進に向けた活動、を実施します。

2007年の活動では、試験的に設置したパイロットファームの調査や、さまざまな国際会議での広報活動、広報誌の発行を行ったほか、関連省庁・地方政府・教育機関に対する環境教育活動を実施しました。

2008年は、マハカムデルタ地域の生態系を分析・評価するとともに、マングローブ林の破壊が特に進行した地域を特定します。また、シルボ・フィッシャリー方式の導入に向けて、具体的な導入計画の立案や現地の規制・政令を調査する予定です。

当社グループは、同プログラムに対して5年間で総額100万米ドルを拠出します。今後も、プロジェクトの最高意思決定機関であるプロジェクト委員会への参加を通じて、プログラムの計画を策定し、活動の実施状況のモニタリングを実施するなど、プログラムの進展を支援していきます。



マハカムデルタ



プログラム関係者会合
（政府関係者、国連開発計画とともに）

当社のCSR活動に関する詳細は、CSRレポート2008をご参照ください。

コーポレート・ガバナンス

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おります。

当社のコーポレート・ガバナンス体制

取締役及び取締役会

当社の取締役会は16名で構成され、うち4名は社外取締役であります。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おります。

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などであり、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、取締役を委嘱しております。なお、4名の社外取締役は、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おります。

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

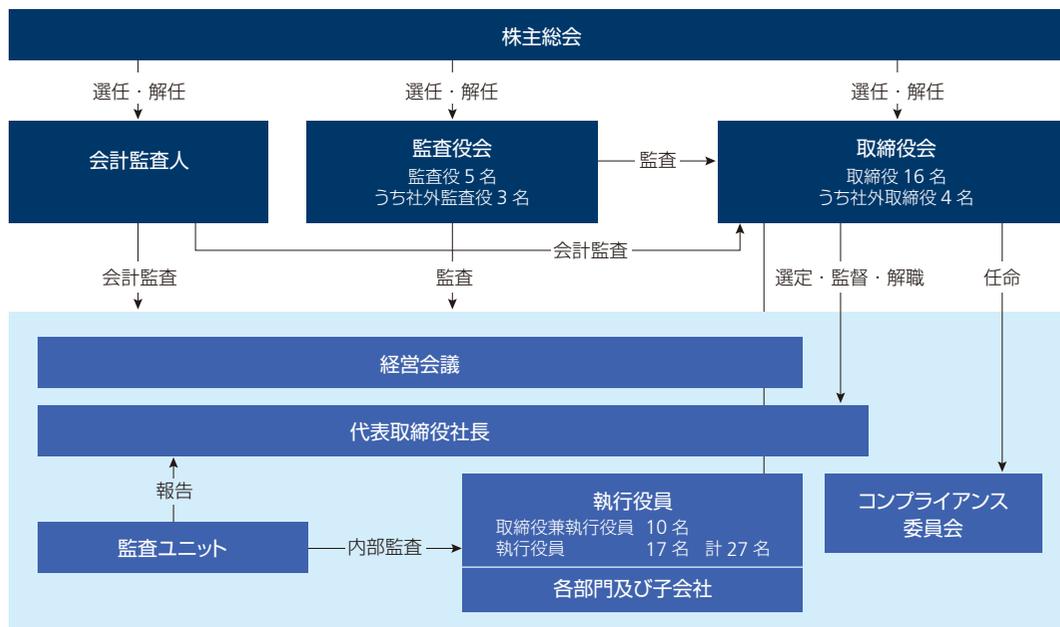
利害相反の可能性については、コーポレート・ガバナンス上の特段の留意が必要であると認識しております。

このため、当社では、当社取締役が会社法上の競業禁止義務、利益相反取引への適切な対処や情報漏洩防止などに関して、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」を受理しております。

経営会議

意思決定の迅速化の観点から、毎週開催するほか、必要に応じて適宜開催す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おります。

コーポレート・ガバナンス体制



監査役及び監査役会

当社は監査役制度を採用し、5名で監査役会を構成し、うち3名は社外監査役であります。

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など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おります。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ることとしております。

社外監査役3名は、当社の事業や財務など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おります。

なお、かかる監査役のうち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あります。

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」を設置しております。監査ユニットは、経営組織の整備状況、業務運営の効率性などの評価・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などを実施し、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おります。

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監査法人より受けております。2008年3月期(第2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、以下の通りとなっております。

・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

・会計監査業務に係る補助者の構成

公認会計士:6名、会計士補など:19名、その他:4名

内部統制システムの整備の状況

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

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おります。

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、役職員がその職務執行上、法令及び定款に則り、行動することを確保しております。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おります。

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、適宜改善を行っております。

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、社内の規程などに則り、適切に保存、管理しております。

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することとしております。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おります。

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

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おります。

- a. 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及び必要に応じ適宜開催し、迅速かつ適切に業務執行を行う。
- b. 日常の職務遂行については、業務分掌規程、職務権限規程などに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。

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、子会社の重要事項について当社取締役会及び経営会議にて報告を求めまたは承認しております。

グループ会社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は、互いに連携をとって進めております。

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名を兼務任命しております。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おります。

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、監査役と協議しております。

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おります。

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、稟議書などの回付を受けて、常に業務上の情報を入手できるようにしております。

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

監査の実施にあたり、弁護士、公認会計士、税理士などの外部専門家と緊密に連携がとれるようにしております。

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おります。

種類株式について

当社定款においては、経営上の一定の重要事項の決定について、株主総会または取締役会の決議に加え、甲種類株式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おります。甲種類株式は、経済産業大臣に対して発行しております。

経営上の一定の重要事項は、「取締役の選解任」、「重要な資産の処分」、「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、単一の株主または単一の株主とその共同保有者の議決権割合が100分の20以上の場合に、甲種類株主総会の決議が必要となります。

経済産業大臣は、甲種類株式による拒否権の行使（甲種類株主総会における不承認の決議）について、告示をもってガイドラインを制定しております。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実現に果たすべき役割に背反する形での経営が行われていく蓋然性が高いと判断される場合」、または「中核的企業として我が国向けエネルギー安定供給の効率的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」、または「甲種類株式の議決権行使に影響を与える可能性のある場合」となっております。

このように甲種類株式による拒否権は限定されたものとなっております。当社としては、当該種類株式の存在により、外資による経営支配や投機目的による敵対的買収などの危険を防止することができ、また、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おります。

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なかで、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、投資家など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おります。

また、企業の持続的な発展に必要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おります。

情報開示

当社は、経営の透明性、経営者のアカウント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、広報活動など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おります。

役員報酬の内容

2008年3月期(第2期)における取締役及び監査役の報酬などの額は以下の通りであります。

取締役	15名	587百万円(うち社外3名 11百万円)
監査役	5名	76百万円(うち社外3名 28百万円)

- (注) 1. 取締役の報酬などの額には、使用人兼務取締役の使用人分給与は含まれておりません。ただし、当事業年度は使用人分給与はありません。
 2. 報酬などの額には、2008年6月25日開催の第2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が含まれております。
 3. 第2期末現在の取締役16名中1名に対しては報酬などを支払っておりません。

監査報酬の内容

2008年3月期(第2期)における当社の新日本監査法人に対する報酬は、以下の通りであります。

公認会計士法(昭和23年法律第103号)

第2条第1項に規定する業務に基づく報酬	……	70百万円
上記以外の報酬	……………	26百万円

(注)「上記以外の報酬」の内容は、主に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であります。

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おります。

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おります。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おります。

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おります。この内容につきましては前記「種類株式について」をご参照ください。

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にするため、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など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おります。

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おります。

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または記録された株主また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おります。

役員一覧



代表取締役会長

① 松尾 邦彦

代表取締役

② 梶岡 雅俊

代表取締役社長

③ 黒田 直樹

取締役

④ 松野 尚武

取締役

⑤ 喜田 勝治郎

取締役

⑥ 藤井 睦久

取締役

⑦ 由井 誠二

取締役

⑧ 金森 邦夫

取締役

⑨ 佐野 正治

取締役

⑩ 菅谷 俊一郎

取締役

⑪ 伊藤 成也

取締役

⑫ 池田 隆彦

常勤監査役

⑬ 林 滋

常勤監査役

⑭ 戸恒 東人

常勤監査役

⑮ 渡辺 滋

取締役(非常勤)

若杉 和夫

吉村 尚憲

香川 幸之

平井 茂雄

監査役(非常勤)

佐藤 弘

國分 文也

財務セクション

目次

経営陣による財政状態及び経営成績の検討と分析	44
連結貸借対照表	56
連結損益計算書	58
連結株主資本等変動計算書	59
連結キャッシュ・フロー計算書	60
連結財務諸表の注記	61
独立監査人の監査報告書	75

業績概況

2008年3月期における我が国経済は、米国経済や中国経済を牽引力とする底堅い世界経済の推移などに支えられ、回復基調で推移していましたが、いわゆるサブプライムローン問題に端を発した米国経済などの減速、資源価格の高騰及び円高などを受けて、期末にかけて先行きの不透明感が高まってまいりました。

このような事業環境のなか、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、1年間を通じてWTI（ウェスト・テキサス・インターミディエートの略。国際的な原油指標）の終値ベースで1バレル当たり35.64米ドル上昇するという大きな変化の年となりました。2007年4月にWTIは65.94米ドルから始まり、その後、ナイジェリアの政情不安、米国の低水準のガソリン在庫などから強含みに推移し、2007年9月から2007年末にかけて、米国による対イラン制裁強化などの地政学的リスクや、サブプライムローン問題を発端とするドル安・インフレ懸念を背景とした投機資金の原油先物市場へのシフトといった経済不安から上昇を続け、2008年1月には100米ドルを突破し、2008年3月に史上最高値111.80米ドルを記録した後、2008年3月末にかけ下落したものの101.58米ドルで当期を終えました。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。これらを反映して、2008年3月期の原油の当社グループ販売平均価格は、2007年3月期に比べ、1バレル当たり17.91米ドル上昇し、80.07米ドルとなりました。

一方、業績に重要な影響を与えるもう一つの要因である為替相場ですが、2008年3月期は1米ドル118円台前半で始まり、しばらくは120円台前半で推移いたしましたが、2007年7月初め頃からはサブプライムローン問題の表面化を受けて米国株式市場が急落、それに伴い米ドルも急落したため円高基調となり、その後も米国の景気後退懸念が広がったことや、FRB（米連邦準備制度理事会）の継続的な利下げによって日米間の金利差が縮小したことなどから、2008年3月半ばには一時95円台に達しました。期末にかけて若干戻した結果、2008年3月期末公示仲値（TTM）は2007年3月期末から17円89銭円高の100円20銭となりました。なお、当社グループ売上の期中平均レートは、2007年3月期に比べ、3円19銭円高の1米ドル113円71銭となりました。

2008年3月期は円高に推移したことによる売上の減少要因があったものの、油価・ガス価高及び原油・天然ガス販売量が増加したことなどから業績は順調に推移し、連結売上高は1兆2,030億円、法人税等及び少数株主持分調整前当期純利益は6,858億円、当期純利益は1,732億円となりました。

2008年3月31日現在の当社グループの確認埋蔵量は原油換算で1,645百万バレル、2008年3月期の生産量は、原油換算で日量423千バレルとなっております。確認埋蔵量の内訳は、原油、コンデンセート、LPGが1,088百万バレル、天然ガスが3,346Bcf（十億立方フィート）となっており、確認埋蔵量のうち28.3%が確認未開発埋蔵量となっております。また、生産量の内訳は、原油、コンデンセート、LPGが日量242千バレル、天然ガスは日量1,089百万立方フィートとなっております。

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。当該年度の実績が生産量がコスト回収分見合いの原油・天然ガスの量に満たなかった場合、当該年度のコスト回収分は実際の実績により回収される金額まで減額され、その差額は翌年に繰り越されます。
- (3) 「エクイティ分」：(1)、(2)を差し引いた結果の利益相当分の生産物であり、産油国政府とコントラクターとの間で、あらかじめ決められた比率により配分されます。

損益計算書上の会計処理は以下の通りです。

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

生産分与契約における回収対象のコスト

探鉱コスト

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

開発コスト

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

生産コスト

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

管理費

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

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

生産分与契約における回収対象外のコスト

権益取得コスト

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

利息

生産分与契約プロジェクトにおいて、借入金利息は費用として計上しております。

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、主観的な判断、仮定の設定を行う必要がある場合があります。これらの見積り、判断、仮定は、実際に生じる事象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して見積りを行うために何らかの仮定を設定する必要がある場合、あるいは、異なる合理的な見積りを使用したときに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あつては、探鉱に失敗した場合に探鉱コ

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

生産高比例法による償却

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

廃鉱費用引当金

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

開発事業損失引当金

開発事業に係る損失に備えるため、開発作業の遅延など、個別の事業状況などを勘案し開発事業損失引当金を計上しております。当社グループはこのような評価及び見積りは妥当であると考えておりますが、事業の状況の変化によって将来の業績に影響を及ぼす可能性があります。

探鉱会社への出資に対する引当金

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

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金として繰延税金資産から控除します。また、評価性引当金計上の際には、外国税額控除の影響を考慮に入れております。繰延税金資産の回収可能性を認識するためには、当社グループが十分な課税所得を発生させる合理的な見積りが必要となります。販売価格の下落や為替相場の変動、生産量の減退などによって将来の課税所得が予想を下回るような場合は、繰延税金資産の計上について見直す必要があります。

退職給付費用

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

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。

業績の概況

要約連結損益計算書

3月31日に終了した連結会計年度	(百万円、%)			
	2007		2008	
売上高	¥969,713	100.0%	¥1,202,965	100.0%
売上原価	343,795	35.5	390,554	32.5
売上総利益	625,918	64.5	812,411	67.5
探鉱費	17,689	1.8	34,095	2.8
販売費及び一般管理費	36,285	3.7	48,346	4.0
減価償却費	12,867	1.3	15,759	1.3
営業利益	559,077	57.7	714,211	59.4
その他収益:				
受取利息	12,843	1.3	10,984	0.9
権益譲渡収入	33,534	3.4	—	—
埋蔵量再評価精算益	—	—	4,005	0.3
石油契約発効に伴う精算益	—	—	3,482	0.3
為替差益	5,738	0.6	2,747	0.2
その他	7,965	0.8	11,872	1.0
	60,080	6.1	33,090	2.7
その他費用:				
支払利息	12,389	1.3	10,888	0.9
生産物回収勘定引当金繰入額	6,176	0.6	20,587	1.7
探鉱事業引当金繰入額	2,973	0.3	3,104	0.3
投資有価証券評価損	—	—	21,350	1.8
その他	11,356	1.2	5,572	0.4
	32,894	3.4	61,501	5.1
法人税等及び少数株主持分調整前当期純利益	586,263	60.4	685,800	57.0
法人税等	413,239	42.6	491,349	40.8
少数株主利益	7,932	0.8	21,205	1.8
当期純利益	¥165,092	17.0%	¥ 173,246	14.4%

売上高

2008年3月期の売上高は為替が円高に推移したことによる売上の減少要因があったものの、油価・ガス価高及び原油・天然ガス販売量が増加したことなどから業績は順調に推移し、連結売上高は1兆2,030億円となり、2007年3月期の9,697億円から2,333億円、24.1%の増収となりました。このうち原油売上高は7,835億円と2007年3月期の6,074億円から1,761億円、29.0%の増収、天然ガス売上高は3,911億円と2007年3月期の3,329億円から582億円、17.5%の増収となりました。その他の売上高は284億円と2007年3月期の294億円から10億円、3.3%の減収となりました。

販売量は、原油がACG油田の販売量増加などにより2007年3月期と比べ2,440千バレル、2.9%増の85,716千バレルとなりました。天然ガスは、2007年3月期と比べ36Bcf、9.8%増の402Bcfとなりました。海外生産原油売上の平均価格は1バレル当たり17.91米ドル、28.8%上昇し、80.07米ドルとなりました。売上高の平均為替レートは1米ドル113円71銭となり、2007年3月期に比べ3円19銭、2.7%の円高となりました。2008年3月期の売上増加額2,333億円を要因別に分析しますと、販売数量の増加により486億円の増収、平均単価の上昇により2,166億円の増収、売上の平均為替レートが円高となったことにより310億円の減収、その他の売上高が9億円の減収となりました。

売上原価

2008年3月期の売上原価は3,906億円となり、2007年3月期の3,438億円から468億円、13.6%増加しております。これは主にADMA鉦区における売上増に伴うロイヤリティの増加や、南ナトゥン海B鉦区やマハカム沖鉦区における開発井掘削関連費用の増加などによるものです。

探鉦費

2008年3月期の探鉦費は、主にアジア・オセアニア地域における探鉦活動が活発であったことに加え、北米地域における探鉦活動により341億円となり、2007年3月期の177億円から164億円、92.7%の増加となりました。

販売費及び一般管理費

2008年3月期の販売費及び一般管理費は483億円となり、2007年3月期の363億円から120億円、33.2%の増加となりました。これは主に輸送費の増加によるものです。

減価償却費

2008年3月期の減価償却費は158億円となり、生産量増加に伴うインペックス南西カスピ海石油(株)の探鉦開発権の償却費や国内の販売用パイプライン償却費の増加により2007年3月期の129億円から29億円、22.5%の増加となりました。なお、当社グループの生産分与契約の会計処理においては、生産物回収勘定に資産計上されたコストは回収された時点で売上原価に計上するため、多額の固定資産の減価償却費が発生することはありません。

その他収益

2008年3月期のその他収益は331億円となり、2007年3月期の601億円から270億円、44.9%の減少となりました。これは、2008年3月期はバユ・ウندانガスコンデンセート田において隣接鉦区との埋蔵量再評価を行った結果、権益比率が上昇したことによる精算益40億円や、ベネズエラ事業において契約発効に伴う精算益35億円を計上したものの、2007年3月期に計上した西豪州WA-285-P鉦区の権益の一部譲渡による収入335億円が2008年3月期にはなかったことによるものです。

その他費用

2008年3月期のその他費用は615億円となり、2007年3月期の329億円から286億円、87.0%の増加となりました。これは主に投資有価証券評価損213億円の計上や、マセラ鉱区における探鉱活動が活発化したことに伴う生産物回収勘定引当金繰入額が144億円増加したことによるものです。

法人税等

2008年3月期の法人税等は油価高に伴う利益増加による外国法人税の増加により4,913億円となり、2007年3月期の4,132億円から781億円、18.9%の増加となりました。法人税等負担率は2007年3月期の70%から、2008年3月期は72%となりました。

なお、後述する「業績に影響を与える要因」の項の「外国法人税」でも説明しますが、法人税のほとんどは海外で納めるため、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、法人税等負担率が高くなります。

少数株主損益

2008年3月期の少数株主利益は212億円となり、2007年3月期の79億円から133億円、167.3%の増加となりました。

当期純利益

以上の結果、2008年3月期の当期純利益は1,732億円となり、2007年3月期の1,651億円から81億円、4.9%の増加となりました。

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。

2007年及び2008年3月期の投資など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、%)			
	2007		2008	
探鉱投資	¥ 30,544	10.5%	¥ 64,746	16.8%
開発投資	185,957	63.8	232,958	60.3
小計	216,501	74.3	297,704	77.1
操業費	74,952	25.7	88,270	22.9
合計	¥291,453	100.0%	¥385,974	100.0%

2007年及び2008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。

3月31日に終了した連結会計年度	(百万円、%)			
	2007		2008	
日本	¥ 11,318	5.2%	¥ 12,836	4.3%
アジア・オセアニア	112,434	51.9	169,924	57.1
ユーラシア(欧州・NIS)	70,679	32.7	77,442	26.0
中東・アフリカ	19,208	8.9	24,345	8.2
米州	2,862	1.3	13,157	4.4
合計	¥216,501	100.0%	¥297,704	100.0%

2007年及び2008年3月期の地域別の操業費は以下の通りとなっております。

3月31日に終了した連結会計年度	(百万円、%)			
	2007		2008	
日本	¥ 8,978	12.0%	¥ 9,294	10.5%
アジア・オセアニア	43,126	57.5	47,992	54.4
ユーラシア(欧州・NIS)	4,760	6.4	6,755	7.7
中東・アフリカ	18,018	24.0	21,994	24.9
米州	70	0.1	2,235	2.5
合計	¥74,952	100.0%	¥88,270	100.0%

2008年3月期の投資などの合計額は3,860億円となり、2007年3月期の2,915億円から945億円、32.4%の増加となりました。これは主にアジア・オセアニア地域のマセラ鉱区における探鉱投資の増加やWA-285-P鉱区、マハカム沖鉱区などにおける開発投資が増加したこと、ならびに操業費が増加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

2007年及び2008年3月期の原油・天然ガスプロジェクトの地域別の権益取得による支出は以下の通りとなっております。権益取得による支出には、鉱業権及び探鉱開発権の取得費用、サイン・ボーナス、新規権益取得により増加した生産物回収勘定または有形固定資産が含まれます。

3月31日に終了した連結会計年度	(百万円、%)			
	2007		2008	
アジア・オセアニア	¥ 509	44.5%	¥ 1,029	5.7%
中東・アフリカ	635	55.5	1,058	5.9
米州	—	—	15,893	88.4
合計	¥1,144	100.0%	¥17,980	100.0%

2008年3月期の権益取得による支出は180億円となり、米州地域の増加により2007年3月期の11億円から169億円の増加となりました。

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。2007年及び2008年3月期の生産物回収勘定の増減の内訳は以下の通りとなっております。

3月31日に終了した連結会計年度	(百万円)	
	2007	2008
期首残高	¥295,076	¥319,150
加算: 探鉱コスト	9,792	27,460
開発コスト	160,114	183,002
操業費	46,683	52,698
その他	17	—
減算: 生産物回収勘定(資本支出)の回収額	105,950	92,147
生産物回収勘定(非資本支出)の回収額	86,320	106,048
その他	262	952
期末残高	319,150	383,163
生産物回収勘定引当金(期末残高)	¥ (51,191)	¥ (71,445)

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

2008年3月期の探鉱コストは2007年3月期と比べ大幅に増加しました。これは主にマセラ鉱区における探鉱活動によるものです。

2008年3月期の開発コストは2007年3月期と比べ増加しました。主にマハカム沖鉱区の開発投資によるものです。

2008年3月期の操業費は2007年3月期と比べ増加しました。主に南ナトゥナ海B鉱区の操業費によるものです。

2008年3月期のコスト回収は、主にマハカム沖鉱区及びACG油田、南ナトゥナ海B鉱区によるものです。

また、2007年及び2008年3月期の減算・その他の大部分は、鉱区撤退に伴う生産物回収勘定の除却によるものです。

流動性及び資金調達

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

資金調達については、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に、外部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。

借入金の返済予定

2008年3月31日現在で計画されている借入金の返済予定は以下の通りとなっております。

3月31日に終了する連結会計年度	(百万米ドル、百万円)		
	米ドル	負債の通貨 円	円換算額
2009年	\$ 138.3	¥ 5,097	¥ 18,950
2010年	138.3	4,891	18,744
2011年	138.3	4,770	18,623
2012年	129.1	4,283	17,221
2013年	27.1	3,055	5,775
2014年以降	868.1	27,457	114,450
合計	\$1,439.2	¥49,553	¥193,763

キャッシュ・フローの状況

2007年及び2008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)	
	2007	2008
営業活動からのキャッシュ・フロー	¥231,982	¥363,995
投資活動からのキャッシュ・フロー	(209,243)	(261,767)
財務活動からのキャッシュ・フロー	13,794	(45,228)
現金及び現金同等物の期末残高	189,417	222,270

営業活動からのキャッシュ・フロー

2008年3月期の営業活動の結果得られた現金は3,640億円となり、2007年3月期の2,320億円から1,320億円の増加となりました。これは、原油・天然ガスの販売単価の上昇及び販売数量の増加を主な要因として税金等調整前当期純利益が増加したことによるものです。

投資活動からのキャッシュ・フロー

2008年3月期の投資活動の結果使用した現金は2,618億円となり、2007年3月期の2,092億円から526億円の増加となりました。これは、主に生産物回収勘定の資本支出及び有形固定資産の取得による支出が増加したことなどによるものです。

財務活動からのキャッシュ・フロー

2008年3月期の財務活動の結果使用した現金は452億円となり、2007年3月期の財務活動により得られた資金138億円と差引で590億円使用した現金が増加しました。これは主に2007年3月期は自己株式の売却による収入があった一方、2008年3月期は長期借入金の返済による支出が増加したことなどによるものです。

業績に影響を与える要因

当社グループの業績に影響を与える要因には下記のようなものが含まれます。

- 原油価格及び天然ガス価格
- 原油・天然ガスの販売量
- 探鉱活動の状況
- 外国為替相場の変動
- 金利の変動
- 外国法人税

原油価格及び天然ガス価格

原油及びコンデンサートの販売価格は顧客との交渉により決まりますが、一般的には国際市場における原油価格の変動に連動した産油国の政府機関が定める基準価格を考慮して決められております。原油の販売契約は通常1年契約ですが、スポット契約を締結する場合があります。いずれの場合も、価格は販売時に決定するため、常に変動しています。

天然ガスの販売価格は、当社グループの生産量の大部分を占めるインドネシアでは、販売契約ごとにインドネシアの原油の基準価格に基づいて決定されます。天然ガスの販売契約は、10年以上の長期契約が一般的であり、通常原油価格の変動に伴い天然ガス販売価格も変動しておりますが正比例はしておりません。なお、国内事業における天然ガス価格は、その多くを販売先との契約により、LNGなど競合エネルギー価格を勘案したうえで年度(4月～翌年3月)を通じた固定価格としております。

このように、原油価格及び海外事業における天然ガス価格は国際市況により決定され、また、その価格は国際的または地域的な需給の影響も受け著しく変動することがあります。

原油・天然ガスの販売量

当社グループの原油・天然ガスの販売量は、当社グループが参画するプロジェクトの生産量に大きく左右されます。また、「契約形態ごとの会計処理」にある通り、生産分与契約に基づく販売量は、生産量だけでなく、原油価格及び天然ガス価格、契約条件に基づく投下資本の回収額及び報酬額などの影響を受けます。

探鉱活動の状況

当社グループは、探鉱活動の成否にかかわらず、コンセッション契約の場合は、探鉱コストを全額費用計上し、生産分与契約の場合においては、探鉱プロジェクトの探鉱コストは一旦、生産物回収勘定に計上し、これに対して全額引当金を計上する会計方針を採っています。このため、探鉱段階にあるプロジェクトへの投資が増えた場合、探鉱コストの会計方針として米国会計基準のサクセスフル・エフォート法またはフルコスト法を適用した場合に比べ、費用を多く計上することから、業績にはマイナスの影響となります。

外国為替相場の変動

当社グループは原油・天然ガスの売上、支出、借入金の大部分をドル建てで行っているため、円建てで計上する当期純利益は為替相場の変動の影響を受けます。円安の場合は円ベースの売上とこれに伴う利益が増加するのに対して、円高の場合は減少します。しかしながら、借入金については、期末の為替換算により、円安の場合は為替差損が発生し、円高の場合は為替差益が発生し、為替変動による損益面への影響を小さくする方向に働いています。

金利の変動

当社グループでは開発事業の必要資金の一部を借入金で賄っており、大半は米ドル建て6ヵ月LIBORベースの変動金利建ての長期借入です。従って、当社の利益は米ドル金利変動の影響を受けます。

外国法人税

当社グループは事業活動の大部分を日本国外で行っており、法人税のほとんどを海外で納めております。海外で税金を納める場合、本社管理費、為替差損、各種引当金繰入額など日本国内において発生した費用は通常課税所得からの控除対象となりません。国内で発生する費用が増加した場合、損益計算書の税金等調整前の利益は減少しますが、海外で支払う外国法人税は減少しないため、結果的に法人税等の負担率が増加します。なお、インドネシアでは原油・天然ガスの個別の生産分与契約ごとに法人税が課されており、税務上別の契約で発生した費用を合算することは認められていないため、このような費用が増加した場合には法人税等の負担率が高くなります。

2009年3月期の業績見通し(2008年8月8日公表)

2009年3月期の業績見通しについては、売上高は2008年3月期から1,110億円、9.2%増加の1兆3,140億円、営業利益は1,358億円、19.0%増加の8,500億円、経常利益は1,332億円、19.4%増加の8,190億円、当期純利益は38億円、2.2%増加の1,770億円と予想しております。業績見通しが増収増益となるのは、原油価格の上昇が主な要因となっております。

2009年3月期第1四半期の平均油価(ブレント)は1バレル当たり123.0米ドル、平均為替レートは1米ドル104.6円で推移しました。上記見通しは、2009年3月期第1四半期の実績を踏まえ、油価(ブレント)は第2四半期を1バレル当たり115.0米ドル、下期を1バレル当たり95.0米ドル、為替レートは第2四半期を1米ドル105.0円、下期を1米ドル100.0円と想定して算出し、2008年8月8日に公表したものです。

連結貸借対照表

国際石油開発帝石ホールディングス株式会社及び連結子会社
2007年及び2008年3月31日現在

〈資産〉	百万円		千米ドル(注3)
	2007	2008	2008
流動資産			
現金及び現金同等物	¥ 189,417	¥ 222,270	\$ 2,218,263
受取手形及び売掛金	81,955	120,949	1,207,076
有価証券(注4)	46,618	97,465	972,705
たな卸資産	13,255	19,717	196,776
繰延税金資産(注6)	17,242	11,236	112,136
未収入金	81,689	83,436	832,695
その他	43,960	10,097	100,768
貸倒引当金	(12)	(59)	(589)
	474,124	565,111	5,639,830
有形固定資産			
建物及び構築物	185,484	201,864	2,014,611
坑井	173,245	180,609	1,802,485
機械装置及び運搬具	252,832	240,041	2,395,619
土地	28,310	28,387	283,303
建設仮勘定	24,730	28,721	286,637
その他	8,787	21,981	219,371
	673,388	701,603	7,002,026
減価償却累計額	(454,161)	(447,122)	(4,462,295)
	219,227	254,481	2,539,731
無形固定資産			
のれん(注12)	132,106	121,644	1,214,012
探鉱開発権	127,110	120,177	1,199,371
鉱業権	4,365	18,844	188,064
その他	2,241	4,816	48,064
	265,822	265,481	2,649,511
投資その他の資産			
生産物回収勘定	319,150	383,163	3,823,982
生産物回収勘定引当金	(51,191)	(71,445)	(713,024)
	267,959	311,718	3,110,958
投資有価証券(注4及び5)	354,851	360,727	3,600,070
長期貸付金	3,389	9,361	93,423
繰延税金資産(注6)	—	20,618	205,768
その他	34,879	31,279	312,166
貸倒引当金	(1,870)	(912)	(9,102)
探鉱投資等引当金	(10,274)	(9,963)	(99,431)
	648,934	722,828	7,213,852
資産合計	¥1,608,107	¥1,807,901	\$18,042,924

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)
	2007	2008	2008
流動負債			
支払手形及び買掛金	¥ 21,794	¥ 22,582	\$ 225,369
短期借入金及び一年以内返済予定の長期借入金(注5)	50,649	19,275	192,365
未払法人税等(注6)	85,143	131,524	1,312,615
未払金	88,768	111,506	1,112,834
探鉱事業引当金	6,900	10,786	107,645
役員賞与引当金	194	209	2,086
その他	12,800	29,404	293,453
	266,248	325,286	3,246,367
固定負債			
長期借入金(注5)	198,320	174,813	1,744,641
繰延税金負債(注6)	38,995	44,296	442,076
退職給付引当金	8,371	8,645	86,277
役員退職慰労引当金	1,712	475	4,741
廃鉱費用引当金	11,930	12,728	127,026
開発事業損失引当金	1,965	1,965	19,611
特別修繕引当金	179	230	2,295
その他	371	650	6,487
	261,843	243,802	2,433,154
負債合計	528,091	569,088	5,679,521
純資産(注7)			
資本金	30,000	30,000	299,401
授權株式の総数: 2007—9,000,001.00株 2008—9,000,001.00株			
発行済株式の総数: 2007—2,358,410.13株 2008—2,358,410.13株			
資本剰余金	418,491	418,494	4,176,587
利益剰余金	570,120	718,616	7,171,816
自己株式: 2007—1,089.63株 2008—2,047.10株	(1,108)	(2,215)	(22,106)
株主資本合計	1,017,503	1,164,895	11,625,698
その他有価証券評価差額金	9,349	(7,468)	(74,531)
繰延ヘッジ損益	18	4	40
為替換算調整勘定	2,025	(60)	(599)
評価・換算差額等合計	11,392	(7,524)	(75,090)
少数株主持分	51,121	81,442	812,795
純資産合計	1,080,016	1,238,813	12,363,403
偶発債務(注14)			
負債及び純資産合計	¥1,608,107	¥1,807,901	\$18,042,924

連結損益計算書

国際石油開発帝石ホールディングス株式会社及び連結子会社
2007年及び2008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	2008
売上高	¥969,713	¥1,202,965	\$12,005,639
売上原価	343,795	390,554	3,897,745
売上総利益	625,918	812,411	8,107,894
探鉱費	17,781	34,458	343,893
探鉱補助金	(92)	(363)	(3,623)
販売費及び一般管理費(注10、11及び12)	36,285	48,346	482,495
減価償却費	12,867	15,759	157,275
営業利益	559,077	714,211	7,127,854
その他収益:			
受取利息	12,843	10,984	109,621
受取配当金	2,292	5,440	54,292
持分法による投資利益	1,350	1,765	17,615
権益譲渡収入	33,534	—	—
埋蔵量再評価精算益	—	4,005	39,970
石油契約発効に伴う精算益	—	3,482	34,750
為替差益	5,738	2,747	27,415
その他	4,323	4,667	46,577
	60,080	33,090	330,240
その他費用:			
支払利息	12,389	10,888	108,663
生産物回収勘定引当金繰入額	6,176	20,587	205,459
探鉱事業引当金繰入額	2,973	3,104	30,978
投資有価証券評価損	—	21,350	213,074
その他	11,356	5,572	55,609
	32,894	61,501	613,783
法人税等及び少数株主持分調整前当期純利益	586,263	685,800	6,844,311
法人税等(注6)			
法人税、住民税及び事業税	432,894	496,852	4,958,602
法人税等調整額	(19,655)	(5,503)	(54,920)
	413,239	491,349	4,903,682
少数株主利益	7,932	21,205	211,627
当期純利益(注8)	¥165,092	¥ 173,246	\$ 1,729,002

連結財務諸表の注記を参照。

連結株主資本等変動計算書

国際石油開発帝石ホールディングス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

千米ドル(注3)

	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	\$ 299,401	\$ —	\$ —	\$ —	\$ —	\$ —	\$ —	\$ 299,401
資本剰余金	4,176,557	—	—	—	30	—	30	4,176,587
利益剰余金	5,689,820	(247,006)	1,729,002	—	—	—	1,481,996	7,171,816
自己株式	(11,058)	—	—	(11,577)	529	—	(11,048)	(22,106)
株主資本合計	10,154,720	(247,006)	1,729,002	(11,577)	559	—	1,470,978	11,625,698
その他有価証券評価差額金	93,303	—	—	—	—	(167,834)	(167,834)	(74,531)
繰延ヘッジ損益	180	—	—	—	—	(140)	(140)	40
為替換算調整勘定	20,210	—	—	—	—	(20,809)	(20,809)	(599)
評価・換算差額等合計	113,693	—	—	—	—	(188,783)	(188,783)	(75,090)
少数株主持分	510,190	—	—	—	—	302,605	302,605	812,795
純資産合計	\$10,778,603	\$(247,006)	\$1,729,002	\$(11,577)	\$559	\$ 113,822	\$1,584,800	\$12,363,403

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

国際石油開発帝石ホールディングス株式会社及び連結子会社
2007年及び2008年3月31日現在

	百万円		千米ドル(注3)
	2007	2008	2008
営業活動からのキャッシュ・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	\$6,844,311
減価償却費	30,599	36,181	361,088
のれん償却額	6,978	6,617	66,038
生産物回収勘定引当金の増加額	6,081	21,207	211,647
探鉱事業引当金の増加額	3,038	3,937	39,291
退職給付引当金の増加額	845	276	2,754
廃鉱費用引当金の増加額	1,215	815	8,134
その他引当金の増加額(減少額)	1,377	(2,377)	(23,722)
受取利息及び受取配当金	(15,135)	(16,424)	(163,912)
支払利息	12,389	10,888	108,663
為替差損(差益)	(1,653)	1,036	10,339
持分法による投資利益	(1,350)	(1,765)	(17,615)
権益譲渡収入	(33,534)	—	—
投資有価証券売却損	2,613	15	150
投資有価証券評価損	—	21,350	213,074
売上債権の増加額	(10,385)	(39,393)	(393,144)
生産物回収勘定(資本支出)の回収額	105,950	92,147	919,631
生産物回収勘定(非資本支出)の増加額	(18,955)	(26,052)	(260,000)
たな卸資産の増加額	(8,086)	(2,275)	(22,705)
仕入債務の増加額(減少額)	(879)	481	4,800
未収入金の増加額	—	(16,986)	(169,521)
未払金の増加額	—	21,809	217,655
前受金の増加額	—	10,352	103,313
その他	(3,810)	7,156	71,417
小計	663,561	814,795	8,131,686
利息及び配当金の受取額	20,560	17,515	174,800
利息の支払額	(11,993)	(11,508)	(114,850)
法人税等の支払額	(440,146)	(456,807)	(4,558,952)
営業活動から得られた現金(純額)	231,982	363,995	3,632,684
投資活動からのキャッシュ・フロー			
定期預金の預入による支出	(17,078)	(2,765)	(27,595)
定期預金の払出による収入	2,798	18,997	189,591
有価証券の取得による支出	(5,141)	(39,949)	(398,693)
有価証券の売却による収入	23,643	51,495	513,922
有形固定資産の取得による支出	(37,845)	(59,465)	(593,463)
有形固定資産の売却による収入	955	183	1,826
無形固定資産の取得による支出	(1,778)	(2,012)	(20,080)
投資有価証券の取得による支出	(109,823)	(112,378)	(1,121,537)
投資有価証券の売却による収入	43,609	105	1,048
生産物回収勘定(資本支出)の支出	(111,314)	(131,060)	(1,307,984)
短期貸付金の純減少額(増加額)	(6,524)	10,534	105,130
長期貸付金の実行による支出	(832)	(7,453)	(74,381)
長期貸付金の回収による収入	889	527	5,260
権益取得による支出	—	(15,887)	(158,553)
権益譲渡による収入	6,707	27,891	278,353
その他	2,491	(530)	(5,289)
投資活動に使用した現金(純額)	(209,243)	(261,767)	(2,612,445)
財務活動からのキャッシュ・フロー			
短期借入金の純減少額	(120)	(50)	(499)
長期借入れによる収入	30,083	40,785	407,036
長期借入金の返済による支出	(38,662)	(67,745)	(676,098)
少数株主の増資引受による払込額	3,606	8,344	83,274
自己株式の取得による支出	(1,170)	(1,105)	(11,028)
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)	(246,697)
少数株主への配当金の支払額	(81)	(737)	(7,355)
株式移転交付金の支払額	(868)	(1)	(10)
預金担保返還による収入	9,400	—	—
財務活動から得られた現金(純額)	13,794	(45,228)	(451,377)
現金及び現金同等物に係る換算差額	1,741	(24,147)	(240,988)
現金及び現金同等物の純増加額	38,274	32,853	327,874
現金及び現金同等物の期首残高	151,143	189,417	1,890,389
現金及び現金同等物の期末残高	¥189,417	¥222,270	\$2,218,263

連結財務諸表の注記を参照。

連結財務諸表の注記

国際石油開発帝石ホールディングス株式会社及び連結子会社

1 作成の基礎

国際石油開発帝石ホールディングス株式会社(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、海外子会社はそれぞれの所在国の会計原則に

従って会計帳簿を保持しております。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)、インペックスマセラアラフラ海石油(株)等40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)、インペックス南西カスピ海石油(株)、インペ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。

12月31日決算のインペックス西豪州ブラウズ石油(株)については、重要性が増したため、当連結会計年度より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、当連結会計年度は、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) 現金同等物

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

(c) 外貨換算

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

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

(d) 有価証券

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

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

(e) たな卸資産

製品等は主として移動平均法による低価法、その他たな卸資産は未成工事支出金を除いて主として移動平均法による原価法によって評価しております。未成工事支出金は個別原価法により評価しております。

(f) 貸倒引当金

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

(g) 生産物回収勘定及び生産物回収勘定引当金

生産分与契約及びサービス契約(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。

(h) 探鉱投資等引当金

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

(i) 探鉱事業引当金

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

(j) 役員賞与引当金

役員に対する賞与の支出に備えるため、支給見込額に基づき計上しております。

(k) 有形固定資産

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。

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。

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。

(l) 無形固定資産

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

鉱業権の償却は、主として生産高比例法によっております。

その他の無形固定資産は主として定額法によって償却しております。

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

(m) 退職給付引当金

従業員の退職給付に備えるため、当連結会計年度末における退職給付債務及び年金資産の見込額に基づき計上しております。なお、一部の連結子会社は小規模企業に該当するため退職給付債務の計算は簡便法(自己都合要支給額)によっております。

数理計算上の差異は、発生年度に全額を費用処理しております。

(n) 役員退職慰労引当金

役員退職慰労金の支出に備えるため、内規に基づく期末要支給額を計上しております。

(o) 廃鉱費用引当金

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

(p) 開発事業損失引当金

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

(q) 特別修繕引当金

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

(r) リース取引

リース物件の所有権が借主に移転すると認められるものの以外のファイナンス・リース取引については、通常の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す。

(s) 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。

(t) 研究開発費

研究開発費は発生時に費用として処理しております。

(u) 法人税等

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

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、2008年3月31日の換算レートである1米ドル=100円20銭で計算しております。これらの金額の記載は、円金額がこ

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

4 有価証券

(a) 2007年及び2008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。

2007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	¥ 81,806	¥101,216	¥19,410
債券			
国債・地方債等	61,212	61,272	60
社債	325	345	20
その他	408	411	3
その他	501	502	1
小計	144,252	163,746	19,494
連結貸借対照表計上額が			
取得原価を超えないもの:			
株式	24,626	19,938	(4,688)
債券			
国債・地方債等	152,827	150,215	(2,612)
その他	150	150	(0)
小計	177,603	170,303	(7,300)
合計	¥321,855	¥334,049	¥12,194

2008年3月31日現在	百万円			千ドル		
	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	¥ 4,768	¥ 5,388	¥ 620	\$ 47,585	\$ 53,772	\$ 6,187
債券						
国債・地方債等	241,843	243,098	1,255	2,413,603	2,426,128	12,525
その他	36	38	2	359	379	20
その他	501	505	4	5,000	5,040	40
小計	247,148	249,029	1,881	2,466,547	2,485,319	18,772
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)	763,623	702,864	(60,759)
債券						
国債・地方債等	58,897	55,809	(3,088)	587,794	556,976	(30,818)
社債	325	301	(24)	3,243	3,004	(239)
その他	373	334	(39)	3,723	3,334	(389)
その他	9,228	7,422	(1,806)	92,096	74,072	(18,024)
小計	145,338	134,293	(11,045)	1,450,479	1,340,250	(110,229)
合計	¥392,486	¥383,322	¥ (9,164)	\$3,917,026	\$3,825,569	\$ (91,457)

(b) 2007年及び2008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	2008
売却額	¥67,260	¥51,580	\$514,770
売却損の総額	¥ 2,610	¥ 16	\$ 160

(c) 2007年及び2008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
	2007	2008	2008
その他有価証券:			
非上場株式 ^(注)	¥38,274	¥38,286	\$382,096
合計	¥38,274	¥38,286	\$382,096

(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社の資産状態を検討の上、探鉱投資等引当金を計上しております。

(d) 2008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。

2008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	¥97,164	¥161,062	¥11,454	¥29,226	\$969,701	\$1,607,405	\$114,311	\$291,677
社債	301	—	—	—	3,004	—	—	—
その他	—	334	38	—	—	3,333	379	—
合計	¥97,465	¥161,396	¥11,492	¥29,226	\$972,705	\$1,610,738	\$114,690	\$291,677

5 借入金

2007年及び2008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
	2007	2008	2008
銀行等からの借入金			
(2007年3月31日現在の利率は0.930%から1.625% 2008年3月31日現在の利率は1.240%から1.875%)	¥375	¥325	\$3,243
合計	¥375	¥325	\$3,243

2007年及び2008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
	2007	2008	2008
返済期限(最長)2019年の銀行等からの借入金 (2007年3月31日現在の利率は1.000%から6.340% 2008年3月31日現在の利率は1.000%から5.800%)	¥248,594	¥193,763	\$1,933,763
うち、1年以内返済予定の長期借入金	50,274	18,950	189,122
合計	¥198,320	¥174,813	\$1,744,641

2007年及び2008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
	2007	2008	2008
建物及び構築物	¥ 2,181	¥ 2,447	\$ 24,421
坑井	—	3,166	31,597
機械装置及び運搬具	8,748	10,059	100,389
土地	1,826	1,826	18,224
投資有価証券	9,999	6,513	65,000
その他	36	0	0
合計	¥22,790	¥24,011	\$239,631

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
	2007	2008	2008
短期借入金	¥ 95	¥ 95	\$ 948
未払金	5,480	3,724	37,166
長期借入金	15,272	13,218	131,916
その他	17	17	170
合計	¥20,864	¥17,054	\$170,200

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：

2007年3月31日現在：7,209百万円

2008年3月31日現在：6,908百万円(68,942千米ドル)

長期借入金の2008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
2009年	¥ 18,950	\$ 189,122
2010年	18,744	187,066
2011年	18,623	185,858
2012年	17,221	171,866
2013年	5,775	57,635
2014年以降	114,450	1,142,216
合計	¥193,763	\$1,933,763

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年及び2008年3月31日終了の連結会計年度で40.7%となっております。

2007年及び2008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
法定実効税率	40.7%	40.7%
(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)
評価性引当額	(0.1)	0.2
外国税	68.0	70.5
外国税額控除	(18.4)	(19.1)
損金算入外国税額の調整	(15.9)	(11.3)
繰越欠損金の当期使用額	—	(0.9)
持分法投資損益	(0.1)	(0.1)
のれん償却額	0.5	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
税効果会計適用後の法人税等負担率	70.5%	71.6%

2007年及び2008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
	2007	2008	2008
繰延税金資産：			
関係会社への投資	¥ 42,305	¥ 53,308	\$ 532,016
土地評価損	4,543	4,543	45,339
未払金否認額	5,499	—	—
生産物回収勘定(外国税)	3,482	11,881	118,573
探鉱投資等引当金	3,223	3,122	31,157
未払外国税	31,375	11,326	113,034
税務上の繰越欠損金	10,499	6,071	60,589
減価償却費償却超過額	3,542	14,990	149,601
退職給付引当金・役員退職慰労引当金	3,883	3,772	37,645
外貨建債権債務評価差額	1,395	1,004	10,020
廃鉱費用引当金	2,091	2,256	22,515
その他有価証券評価差額金	—	3,058	30,519
その他	8,458	8,472	84,551
繰延税金資産小計	120,295	123,803	1,235,559
評価性引当額	(91,186)	(77,114)	(769,601)
繰延税金資産合計	29,109	46,689	465,958
繰延税金負債：			
外国税	7,371	15,595	155,639
パーチェス法適用に伴う時価評価差額等	29,945	22,526	224,810
探鉱準備金	5,479	5,235	52,245
その他有価証券評価差額金	2,969	—	—
外貨建債権債務評価差額	—	9,676	96,567
その他	7,178	7,487	74,721
繰延税金負債合計	52,942	60,519	603,982
繰延税金負債の純額	¥ 23,833	¥ 13,830	\$ 138,024

7 純資産

2008年3月31日現在、当社の発行済株式総数は普通株式2,358,409.13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	2008
当期純利益	¥ 70,423.45	¥ 73,510.14	\$ 733.63
現金配当	7,000.00	7,500.00	74.85
純資産	436,467.92	491,168.09	4,901.88

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、すべ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(22,246千米ドル)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日終了の連結会計年度	百万円		千米ドル
	2007	2008	2008
退職給付債務	¥(15,707)	¥(15,750)	\$(157,185)
年金資産	7,336	7,105	70,908
未積立退職給付債務	(8,371)	(8,645)	(86,277)
未認識数理計算上の差異	—	—	—
退職給付引当金	¥ (8,371)	¥ (8,645)	\$ (86,277)

2007年3月31日終了の連結会計年度において、一部の連結子会社においては上記年金資産以外に、総合設立型厚生年金基金制度における年金資産が1,634百万円あります。

2008年3月31日終了の連結会計年度において、一部の連結子会社において採用している複数事業主制度に関する事項は次の通りであります。

	百万円	千米ドル
3月31日終了の連結会計年度	2008	2008
制度全体の積立状況に関する事項(2007年3月31日現在)		
年金資産の額	¥175,105	\$1,747,555
年金財政計算上の給付債務の額	159,848	1,595,290
差引額	¥ 15,257	\$ 152,265
制度全体に占める当社グループの掛金拠出割合 (2006年4月1日から2007年3月31日までの加重平均値)	0.7%	0.7%

2. 退職給付費用に関する事項

	百万円		千米ドル
3月31日終了の連結会計年度	2007	2008	2008
勤務費用	¥ 912	¥ 846	\$ 8,443
利息費用	273	274	2,735
期待運用収益	(106)	(108)	(1,078)
数理計算上の差異の費用処理額	(145)	153	1,527
退職給付費用	¥ 934	¥1,165	\$11,627

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
割引率	2.0%	2.0%
期待運用収益	1.5%	1.5%
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

12 のれん

2007年及び2008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	2008
期首残高	¥ —	¥132,106	\$1,318,423
のれん計上額	139,084	(3,845)	(38,373)
のれん償却額	(6,978)	(6,617)	(66,038)
期末残高	¥132,106	¥121,644	\$1,214,012

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

現在オペレーティング・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2007年及び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		千米ドル
	2007	2008	2008
リース物件の取得価額相当額	¥955	¥961	\$9,591
減価償却累計額相当額	518	614	6,128
期末残高相当額	¥437	¥347	\$3,463

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(1,737千米ドル)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。

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・リース取引の未経過支払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
2009年	¥140	\$1,397
2010年以降	207	2,066
合計	¥347	\$3,463

14 偶発債務

当社及び連結子会社は2008年3月31日現在、関連会社等の負債29,078百万円(290,200千米ドル)に対し、債務保証を行っております。なお、連結子会社INPEX BTC Pipeline, Ltd.は2007年12月31日現在、BTCパイプラインプロジェクトファイナンスによる借入金等に対し、一定の事由が発生した場合に、次回約定返済等を保証することとしております。当連結会計年度末の次回約定返済額は340百万円(3,393千米ドル)であります。

15 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。

2007年及び2008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					計	消去等	連結
	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)			
外部売上高	¥ 77,322	¥387,543	¥118,618	¥386,009	¥ 221	¥ 969,713	¥ —	¥ 969,713
セグメント間売上高及び振替高	0	—	—	—	—	0	(0)	—
売上高合計	77,322	387,543	118,618	386,009	221	969,713	(0)	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	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

2008年3月31日終了の連結会計年度	百万円					計	消去等	連結
	日本	アジア・オセアニア (a)	ユーラシア (欧州・NIS諸国) (b)	中東・アフリカ (c)	米州 (d)			
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	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

千米ドル

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	\$ 936,946	\$4,516,387	\$1,835,120	\$4,635,958	\$ 81,228	\$12,005,639	\$ —	\$12,005,639
売上高合計	936,946	4,516,387	1,835,120	4,635,958	81,228	12,005,639	—	12,005,639
営業費用	618,263	1,655,060	976,477	1,402,116	160,689	4,812,605	65,180	4,877,785
営業利益	318,683	2,861,327	858,643	3,233,842	(79,461)	7,193,034	(65,180)	7,127,854
資産	\$2,118,822	\$3,595,789	\$3,624,591	\$2,989,651	\$605,349	\$12,934,202	\$5,108,722	\$18,042,924

(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

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。

従来、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、当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。

海外売上高

2007年及び2008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		計
	アジア・ オセアニア (a)	その他の 地域 (b)	
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			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	¥381,147	¥84,470	¥ 465,617	\$3,803,862	\$843,014	\$ 4,646,876
連結売上高			1,202,965			12,005,639
連結売上高に占める 海外売上高の割合	31.7%	7.0%	38.7%	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

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文に訳したものであります。英文の連結財務諸表について、下記の通り、英文の監査報告書が添付されており、その日本語訳は英文の監査報告書の後に示してあります。

ERNST & YOUNG SHINNihon

The Board of Directors
INPEX Holdings Inc.

■ Certified Public Accountants
Hibiya Kokusai Bldg.
2-2-3, Uchisaiwai-cho
Chiyoda-ku, Tokyo, Japan 100-0011
C.P.O. Box 1196, Tokyo, Japan 100-8641

■ Tel: 03 3503 1100
Fax: 03 3503 1197

We have audited the accompanying consolidated balance sheets of INPEX Holdings Inc. and consolidated subsidiaries as of March 31, 2008 and 2007, and the related consolidated statements of income, changes in net assets, and cash flows for the years then ended, 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.

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.

In our opinion, the financial statements referred to above present fairly, in all material respects, the consolidated financial position of INPEX Holdings Inc. and consolidated subsidiaries at March 31, 2008 and 2007, and the consolidated results of their operations and their cash flows for the years then ended in conformity with accounting principles generally accepted in Japan.

The U.S. dollar amounts in the accompanying consolidated financial statements with respect to the year ended March 31, 2008 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 to the consolidated financial statements.

Tokyo, Japan
June 23, 2008



我々は、添付の国際石油開発帝石ホールディングス株式会社及び連結子会社の2008年3月31日及び2007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、国際石油開発帝石ホールディングス株式会社及び連結子会社の2008年3月31日及び2007年3月31日現在の連結財政状態ならびに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2008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。

新日本監査法人
東京日本
2008年6月23日

事業データ及び会社情報

目次

石油及び天然ガスの埋蔵量及び生産量について.....	78
連結子会社及び関連会社	84

1 石油及び天然ガスの埋蔵量

確認埋蔵量(proved reserves)及び推定埋蔵量(probable reserves)の定義

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もとで、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おります。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おります。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、埋蔵量の定義のなかでも保守的な数値として広く認識されております。ただし、かかる保守的な数値ではあっても、将来にわたる生産期間中に、確認埋蔵量が全量生産可能であることを保証する概念ではないことに留意を要します。

また、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は、米国の独立石油エンジニアリング会社であるDeGolyer and MacNaughton及びRyder Scott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おります。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おります。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など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。

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、市場条件など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、増加また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などにより変動する可能性があり、その結果、埋蔵量も増加または減少する可能性があります。また、2007年3月に石油技術者協会(SPE)及び世界石油会議(WPC)が米国石油地質技術者協会(AAPG)及び石油評価技術者協会(SPEE)とともに共同で埋蔵量の定義を変更したように、埋蔵量の評価値は各種データ、前提、定義の変更などにより変動する可能性があります。

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)に準拠しております。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日時点の埋蔵量は国際石油開発(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。

2008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10億8,757万バレル、天然ガスの確認埋蔵量は3兆3,457億立方フィート、合計で16億4,518万BOE(原油換算量:Barrels of Oil Equivalent)となっております。

	日本		アジア・オセアニア		ユーラシア(欧州・NIS諸国)		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																	
2006年																	
3月31日時点	22	886	105	2,655	116	—	542	—	—	120	785	3,662	305	447	1,090	4,109	
拡張及び発見	—	—	—	—	99	—	—	—	—	—	99	—	8	1	107	1	
買収及び売却	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
前年度分調整	0	1	16	58	5	—	11	—	—	(6)	32	53	(2)	(2)	30	51	
期中生産量	(1)	(42)	(15)	(315)	(18)	—	(30)	—	—	(21)	(63)	(378)	(24)	—	(88)	(378)	
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)	—	(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
確認開発埋蔵量																	
2008年																	
3月31日時点	18	724	69	1,213	20	—	488	—	—	1	70	596	2,007	250	—	845	2,007

(注) 1 以下の鉱区及び油田の埋蔵量(2008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(欧州・NIS諸国): ACG油田(49%)、カシャガン油田(55%)

中東・アフリカ: アブ・アル・ブクージュ鉱区(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。

5 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(欧州・NIS諸国)に変更しております。

**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2008年3月31日
終了の連結会計年度における変動**

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

経済的な価値が潜在的な埋蔵量を考慮していないこ

と、割引率10%は任意で設定されていること、油価は常時変化することから、本情報は、原油、コンデンサート及びLPG・天然ガス埋蔵量の時価もしくはキャッシュ・フローの現在価値を示すものではありません。開示内容は米国の財務会計基準書(Statement of Financial Accounting Standards No. 69)に準拠しております。また、2007年3月31日及び2008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=118.09円、100.20円を使用しております。

2007年3月31日時点	百万円					
	合計	日本	アジア・ オセアニア	NIS諸国	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	8,540,286	814,449	2,645,392	1,444,902	3,612,733	22,810
将来の産出原価及び開発費	(2,586,449)	(143,763)	(863,273)	(425,072)	(1,141,377)	(12,964)
将来の法人税	(3,430,774)	(121,435)	(765,801)	(232,138)	(2,308,577)	(2,823)
割引前の将来純キャッシュ・フロー	2,523,063	549,251	1,016,318	787,692	162,779	7,023
年間割引率10%	(1,239,469)	(305,507)	(386,207)	(450,200)	(95,905)	(1,650)
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	1,283,594	243,744	630,111	337,492	66,874	5,373
持分法適用関連会社分	63,534	—	37,916	—	22,981	2,637

(注) 以下の鉱区及び油田には、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%)

NIS諸国：ACG油田(49%)、カジャガン油田(55%)

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

	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 (欧州・NIS諸国)	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	392,096	91,043	2,043
持分法適用関連会社分	77,355	—	43,219	—	18,680	15,456

(注) 1 以下の鉱区及び油田には、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(欧州・NIS諸国)： ACG油田(49%)、カジャガン油田(55%)
 中東・アフリカ： アブ・アル・ブクーシュ鉱区(5%)、ウエスト・バクル鉱区(47.3%)
 米州： コパ・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おります。

	百万円					
	合計	日本	アジア・オセアニア	ユーラシア (欧州・NIS諸国)	中東・アフリカ	米州
期首割引現在価値(2007年4月1日)	1,283,594	243,744	630,111	337,492	66,874	5,373
変動要因：						
産出された油・ガスの販売または移転	(628,569)	(40,219)	(297,020)	(127,112)	(160,676)	(3,542)
油ガス価及び生産単価の純増減	1,935,375	111,166	640,567	314,185	872,036	(2,579)
発生した開発費	181,584	10,077	101,134	53,539	15,325	1,509
将来の開発費の変動	(90,504)	(15,295)	(15,745)	(77,487)	20,149	(2,126)
埋蔵量の変動	(43,723)	(4,232)	(49,365)	34,272	(26,786)	2,388
時間の経過による増加	264,348	29,488	109,146	39,421	85,615	678
法人税の変動	(1,005,154)	(23,532)	(179,165)	(12,479)	(790,606)	628
拡張及び発見、産出技術の改良	38,369	—	38,417	—	—	(48)
その他	(310,869)	(40,682)	(109,326)	(169,735)	9,112	(238)
期末割引現在価値(2008年3月31日)	1,624,451	270,515	868,754	392,096	91,043	2,043

(注) 以下の鉱区及び油田には、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(欧州・NIS諸国)： ACG油田(49%)、カジャガン油田(55%)
 中東・アフリカ： アブ・アル・ブクーシュ鉱区(5%)、ウエスト・バクル鉱区(47.3%)
 米州： コパ・マコヤ鉱区(30%)

2008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。

2008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12億7,380万バレル、
天然ガスの推定埋蔵量は8兆6,822億立方フィート、
合計で27億2,083万BOE (原油換算量: Barrels of Oil
Equivalent)となっております。

2008年3月31日時点	日本	アジア・ オセアニア	ユーラシア (欧州・ NIS諸国)	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)	5	671	397	51	77	1,201	73	1,274
天然ガス(Bcf)	196	8,237	—	—	108	8,541	141	8,682

(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おります。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。

2008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242千バレル、天然ガス生産量は日量1,089百万立方フィート、原油・天然ガス合計で日量423千BOE(原油換算量: Barrels of Oil Equivalent)となっております。

3月31日終了の事業年度	2006	2007	2008
原油(千バレル/日)			
日本	3.2	3.9	4.9
アジア・オセアニア	44.7	40.4	36.5
ユーラシア(欧州・NIS諸国)	27.1	47.9	54.5
中東・アフリカ	79.6	82.3	80.7
米州	2.2	0.1	0.4
小計	156.8	174.7	177.0
持分法適用関連会社分	61.2	67.8	64.6
合計	218.0	242.5	241.5
年間生産量(百万バレル)	79.6	88.5	88.4
天然ガス(百万立方フィート/日)			
日本	96.7	127.8	161.5
アジア・オセアニア	787.8	865.8	845.7
ユーラシア(欧州・NIS諸国)			
中東・アフリカ			
米州	76.6	57.5	81.6
小計	961.2	1,051.1	1,088.8
持分法適用関連会社分			
合計	961.2	1,051.1	1,088.8
年間生産量(十億立方フィート)	350.8	383.6	398.5
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
アジア・オセアニア	176.1	184.7	177.4
ユーラシア(欧州・NIS諸国)	27.1	47.9	54.5
中東・アフリカ	79.6	82.3	80.7
米州	14.9	9.7	14.0
小計	317.0	349.8	358.4
持分法適用関連会社分	61.2	67.8	64.6
合計	378.2	417.7	423.0
年間生産量(原油換算百万バレル)	138.0	152.5	154.8

(注)原油には、コンデンセート及びLPGを含んでおります。

連結子会社及び関連会社

2008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
国際石油開発(株)	29,460	100.00%	インドネシア共和国ほか海外における石油・天然ガスの探鉱・開発・生産・販売
帝国石油(株)	19,579	100.00%	日本国内及び海外における石油・天然ガスの探鉱・開発・生産・販売
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)	3,814	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/東チモール共同石油開発地域JPDA03-12 鉱区及びバユ・ウダンガスコンデンサ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ケ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
インベックスステング(株)	1,020	100.00%	インドネシア共和国東カリマンタン・マハカム沖海域テン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)	30,690	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)	24,783	55.37%	インドネシア共和国チモール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)	50,080	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・天然ガスの探鉱・開発
アザデガン石油開発(株)	9,550	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)	4,647	100.00%	オーストラリア/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
北東マハカム沖石油(株)	973	100.00%	インドネシア共和国東カリマンタン海域サリキ鉱区における石油・天然ガスの探鉱
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)	1,730	100.00%	大リビア・アラブ社会主義人民ジャマーヒリーヤ国42-2&4 鉱区及び113-3&4 鉱区における石油・天然ガスの探鉱
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
インベックスサービス(株)	65	100.00%	国際石油開発(株)所有の不動産・福利厚生施設の管理業務など
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%	バユ・ウダンガス・コンデンサ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ジョイントベンチャー契約に基づく油・ガス田の再生事業、新規探鉱・開発事業
Teikoku Oil Libya UK LTD	36,855 (千米ドル)	100.00%	大リビア・アラブ社会主義人民ジャマーヒリーヤ国西部陸域における石油資源の探鉱
Teikoku Oil (North America) Co., Ltd.	16,533 (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

会社名	資本金(百万円)*	議決権の所有	主要な事業の内容
帝石スエズSEJ(株)	840	100.00%	エジプト・アラブ共和国スエズ湾における石油資源の探鉱
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陸域における石油資源の探鉱・開発
帝石コンソン石油(株)	625	100.00%	ベトナム社会主義共和国南部沖合における石油資源の探鉱
帝石カビンダ石油(株)	370	100.00%	アンゴラ共和国カビンダ地域における石油資源の探鉱
帝石スエズSOB(株)	281	100.00%	エジプト・アラブ共和国スエズ湾における石油資源の探鉱
帝石削井工業(株)	100	100.00%	石油・地熱井などの掘さく工事及び大口径基礎工事などの請負
帝石不動産(株)	100	100.00%	不動産の管理・貸借・仲介及び売買
帝石パイプライン(株)	100	100.00%	帝国石油(株)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%	帝国石油(株)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
帝石ナイルNQR(株)	191	100.00%	エジプト・アラブ共和国西部砂漠における石油資源の探鉱
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
磐城沖石油開発(株)	10	100.00%	磐城沖海域における石油・天然ガスの開発・生産・販売
Teikoku Oil Ecuador	35 (千米ドル)	100.00%	エクアドル共和国東部陸域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)	170	54.88%	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・バクル地域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
第一倉庫(株)	100	94.00%	普通倉庫業及び冷凍倉庫業
その他14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 (千リアル)	50.00%	ブラジル連邦共和国北カンボス沖合アルバコーラ鉱区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ゲー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ボス沖石油(株)	6,852	37.50%	Frade Japão Petróleo Limitadaによる石油・天然ガスの探鉱・開発事業への資金供給
アンゴラ石油(株)	8,000	19.60%	アンゴラ共和国海上Block 3/05ほかにおける探鉱・開発・生産・販売
JJI S&N B.V.	36,883 (千ユーロ)	25.00%	イラン・イスラム共和国海上ソールーシュ油田・ノールーズ油田における石油開発・生産・販売
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・販売
その他8社			

持分法適用関連会社の子会社

会社名	資本金(百万円)*	議決権の所有	主要な事業の内容
Frade Japão Petróleo Limitada	103,051 (千リアル)	0.0003%	ブラジル連邦共和国北カンボス沖合フラージ鉱区における石油・天然ガスの探鉱・開発
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

2008年3月31日現在

株式の状況

発行可能株式総数

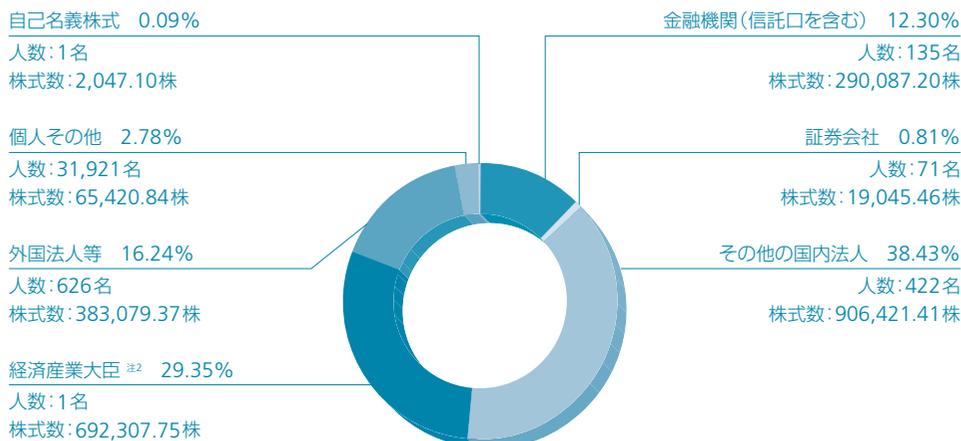
普通株式..... 9,000,000株
甲種類株式..... 1株

株主数及び発行済株式の総数

普通株式..... 33,177名..... 2,358,409.13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	692,307.75	29.35
石油資源開発株式会社	267,232.68	11.33
三菱商事株式会社	193,460.40	8.20
三井石油開発株式会社	176,760.00	7.49
新日本石油株式会社	111,920.06	4.75
日本マスタートラスト信託銀行株式会社(信託口)	66,441.00	2.82
日本トラスティ・サービス信託銀行株式会社(信託口)	54,804.00	2.32
丸紅株式会社	46,446.00	1.97
ステート ストリート バンク アンド トラスト カンパニー	35,993.00	1.53
JFEスチール株式会社	23,307.00	0.99

会社概要

社名

国際石油開発帝石株式会社
INPEX CORPORATION

住所

〒107-6332
東京都港区赤坂5-3-1 赤坂Bizタワー

設立

2006年4月3日

従業員数(連結) (2008年3月31日時点)

1,724名

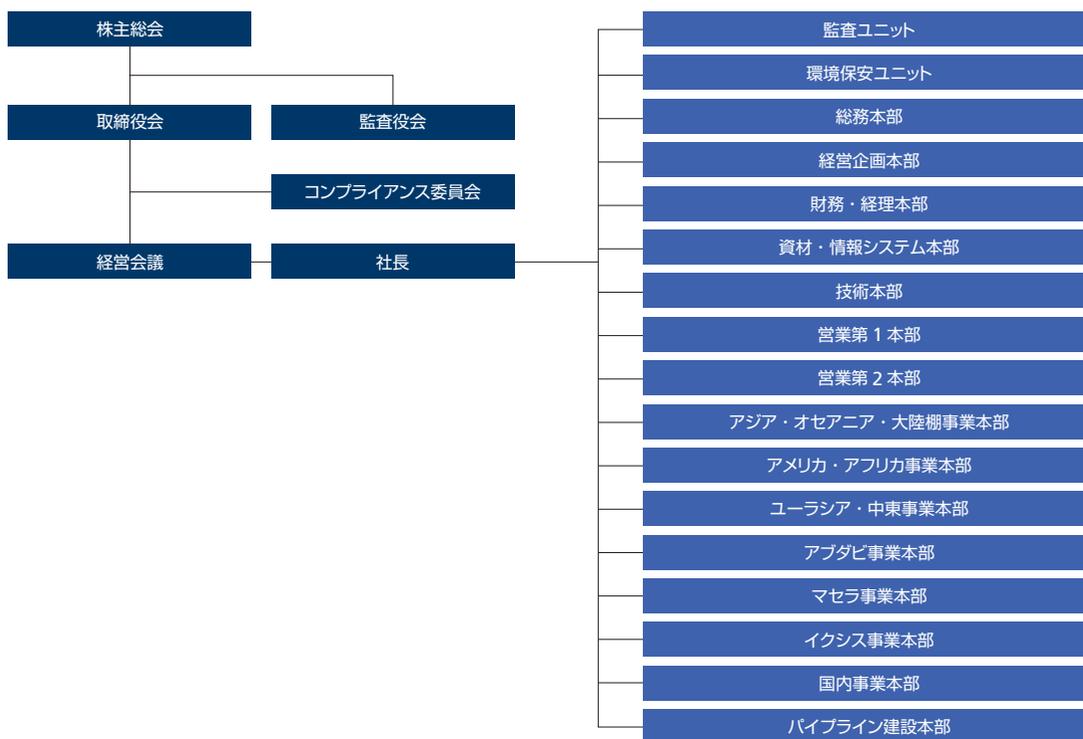
資本金 (2008年3月31日時点)

300億円

事業内容

石油・天然ガス、その他の鉱物資源の調査、探鉱、開発、生産、販売及びそれらを行う企業に対する投融資

組織図



(2008年10月1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/>



このアニュアルレポートは、表紙周り及びP.1～P.42を適切に管理された森林から作られた用紙を使用し、P.43～P.86を非木材紙資源であるケナフから作られた用紙を使用しております。さらに環境に優しい大豆インクを用いて印刷しております。