

**INPEX**

国際石油開発株式会社 アニュアルレポート 2004

2004年3月期

2004



## プロフィール

国際石油開発株式会社は、40年近くにわたり海外における石油・天然ガスの自主開発を推進する日本のリーディングカンパニーです。1966年の設立以来、着実な事業展開により、インドネシア、オセアニア、カスピ海、中東などにおいて優良な油・ガス田の権益を保有し、欧米の優良中堅国際石油企業に比肩しうる業績をあげているとともに、日本最大の生産量及び埋蔵量規模を有しております。2004年3月31日現在の当社の確認埋蔵量は原油換算で977百万バレル、2004年3月期の生産量は、原油換算で日量196千バレルでした。2004年5月には、アラブ首長国連邦アブダビ沖のアドマ鉱区に権益を保有するジャパン石油開発株式会社を完全子会社化し、同社を加えた2004年3月31日現在の確認埋蔵量は原油換算で1,634百万バレル、2004年3月期の生産量は原油換算で日量309千バレルとなっております。

## 目次

財務ハイライト .....	1
事業活動の主要データ .....	2
社長メッセージ .....	3
成長の原動力 .....	4
グローバルな事業活動 .....	10
コーポレート・ガバナンスの状況 .....	26
財務セクション .....	29
石油及び天然ガスの埋蔵量及び生産量について .....	74
連結子会社及び関連会社 .....	79
事業投資先プロジェクト一覧 .....	81
会社概要 .....	82

### 見通しに関する注意事項

本アニュアルレポートは、当社の計画と見通しを反映した、将来予想に関する記述に該当する情報を含んでおります。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。

# 財務ハイライト

国際石油開発株式会社及び子会社

2002年、2003年及び2004年3月31日終了の連結会計年度

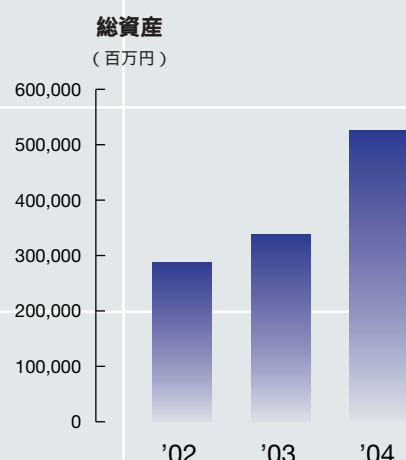
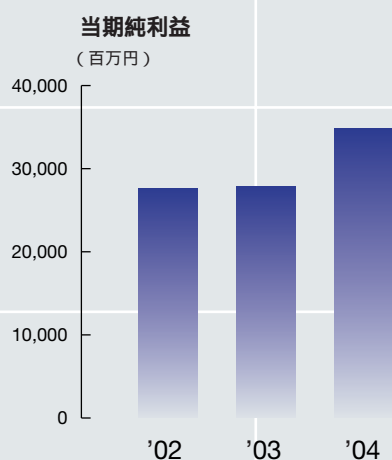
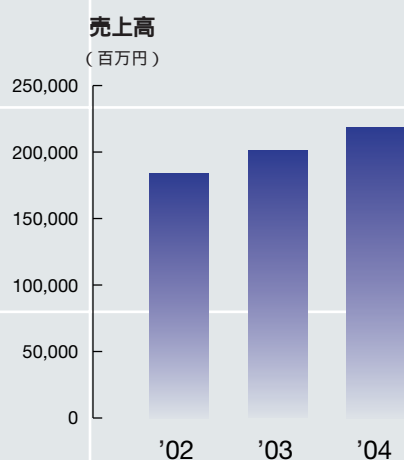
3月31日終了の連結会計年度	百万円			千米ドル <sup>(2)</sup>
	2002	2003	2004	2004
売上高	¥184,204	¥201,533	<b>¥218,831</b>	<b>\$2,071,675</b>
営業利益	97,049	97,270	<b>93,876</b>	<b>888,725</b>
当期純利益	27,606	27,912	<b>34,782</b>	<b>329,282</b>
営業活動からのキャッシュ・フロー	51,827	51,282	<b>44,464</b>	<b>420,941</b>
総資産(期末現在)	287,649	338,747	<b>525,298</b>	<b>4,973,000</b>
長期借入金(期末現在)	31,024	46,865	<b>169,307</b>	<b>1,602,831</b>
純資産額(期末現在)	230,825	253,570	<b>278,114</b>	<b>2,632,907</b>

1株当たり当期純利益 <sup>(1)</sup>	円			米ドル <sup>(2)</sup>
	2002	2003	2004	2004
1株当たり当期純利益 <sup>(1)</sup>	¥46,852.92	¥47,178.51	<b>¥58,838.76</b>	<b>\$557.03</b>
1株当たり配当金 <sup>(1)</sup>	10,000	10,000	<b>10,000</b>	<b>94.67</b>

注記：(1)2004年5月18日付で株式1株を3株とする株式分割を行っております。上記の数値は株式分割の影響を加味しておりません。

(2)2004年3月31日時点の為替レート1米ドル=105.63円で換算しております。



# 事業活動の主要データ

国際石油開発株式会社及び関係会社

2002年、2003年及び2004年3月31日終了の事業年度

下表は、2002年、2003年及び2004年3月31日に終了した事業年度の当社グループ(子会社、持分法適用関連会社を含む)の事業活動データを掲載しております。当社は2004年5月にジャパン石油開発株式会社を統合しており、本表の「当社・ジャパン石油開発株式会社合計」の欄は、ジャパン石油開発が2003年4月1日に当社の完全子会社になったと仮定して算出してあります。

3月31日終了の事業年度				当社・ジャパン石油開発株式会社合計 <sup>(9)</sup>	
	2002	2003	2004	2004	
確認埋蔵量(期末現在) <sup>1)</sup> :					
原油(百万バレル)	199.9	166.4	359.5	1,016.3	
天然ガス(十億立方フィート)	3,555.2	3,367.4	3,703.5	3,703.5	
合計(原油換算百万バレル)	792	728	977	1,634	
生産量 <sup>1)</sup> :					
原油(千バレル/日)	61.0	52.0	59.8	173.2	
天然ガス(千立方フィート/日)	652,109.6	704,630.1	814,547.9	814,547.9	
合計(原油換算千バレル/日)	169.7	169.5	195.5	309.0	
原油換算1バレル当たりの平均コスト(米ドル) <sup>2)</sup> :					
生産コスト <sup>1)(3)</sup>	3.73	4.40	4.76	5.07 <sup>(6)</sup>	
一般管理費	0.63	0.73	0.67	0.63	
費用(百万円):					
権益取得費	1,777	7,893	167,792	167,792	
探鉱費	12,383	18,030	25,296	25,431	
開発費	38,151	67,161	92,348	99,031	
合計	52,311	93,084	285,436	292,254	
可採年数(年)	12.8	11.8	13.7	14.5	
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) <sup>1)</sup>		498,225 <sup>(7)</sup>	615,827	670,073	
リザーブ・リプレースメント・レシオ(3年平均、%)			170	436 <sup>(6)</sup>	
原油換算1バレル当たりの探鉱・開発費(3年平均、米ドル) <sup>2)(4)</sup>			12.1	4.4 <sup>(6)(9)</sup>	
推定埋蔵量(期末現在) <sup>1)</sup>					
原油(百万バレル)			903.7	1,676.4	
天然ガス(十億立方フィート)			3,834.0	3,834.0	
合計(原油換算百万バレル)			1,542.7	2,315.4	

注記:(1)「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。

(2)当該会計年度の平均為替レートでドルに換算。2002年、2003年及び2004年3月期はそれぞれ1ドル当たり125.64円、121.10円、112.94円の為替レートで換算。

(3)作業費ならびにロイヤリティ。

(4)2002年、2003年及び2004年3月期に発生した原油・ガス田の探鉱・開発費用及び確認埋蔵量・推定埋蔵量の取得費用(当社の持分法適用会社の権益から生じた費用37,297百万円を含む)の合計額を、2002年、2003年及び2004年3月期の確認埋蔵量増加分・取得分・評価見直し分の合計量で除した数値。

(5)上記数値は、(i)2002年及び2003年3月期は当社分の数値のみ、(ii)2004年3月期はジャパン石油開発株式会社が期首より完全子会社となった場合の数値を加味して算出。

(6)ジャパン石油開発株式会社の取得費用約510億円と同社の統合により増加した埋蔵量を含む。

(7)2003年3月31日時点の為替レート1米ドル=120.20円で円に換算。

(8)2002年、2003年及び2004年3月期の合算ベースの3年平均値。

(9)直前の12月31日に終了した事業年度の売上、費用を基に算出。

## 社長メッセージ



当社は、エネルギー資源の乏しいわが国において石油と天然ガスの安定供給を確保するという使命のもと、海外における石油資源の開発を推進する先導的な企業として、1966年に設立されました。爾来、幾多の困難を乗り越え、インドネシアにおいて1970年以降、逐次巨大油ガス田の発見に成功致しました。その後、こうしたインドネシアでの事業によって培われた財務基盤を活かし、1970年代の第一次及び第二次石油危機をはじめ、湾岸戦争、旧ソ連の崩壊などの石油を取り巻く事業環境の大きな変化の中で、事業活動地域の多角化を進めてまいりました。この結果、現在では、インドネシア、オーストラリアをコアエリアとして、カスピ海沿岸、中東、南米などの世界の有望地域で、着実かつ積極的に事業を展開しております。

一方当社は、地球環境問題に対する配慮から、クリーンエネルギーとしてますます内外の期待が高まっている天然ガスの開発にも力を注いでおり、現在、世界最大級の液化天然ガス(LNG)基地であるインドネシアのボンタンLNGプラント向け天然ガスの最大の供給者として、わが国の主要LNG輸入先であるインドネシアからのLNG輸入の四分の一強を担っております。また、チモール海共同石油開発地域のバユ・ウندانLNGプロジェクト及びインドネシアのタンゲールLNGプロジェクトに参画しているほか、西ナトゥナ海からシンガポール及びマレーシア向けの海底パイプラインによるガス輸出、さらにはインドネシア、オーストラリアの国内市場に対するガス供給も行っております。

当社はオペレータープロジェクトにも注力しており、100%権益を保有するインドネシアのマセラ鉱区及びオーストラリアのWA-285-P鉱区で探鉱に成功し、それぞれアパディ、イクシスという有望な天然ガス・コンデンサート田を発見したほか、イラン・イスラム共和国のアザデガン油田において評価・開発作業にオペレーターとして参画するなど、その実績を着実に積み重ねております。

メジャーズを含む世界の有力国際石油企業とともに権益を保有するカザフスタンのカスピ海沖合では、世界でも屈指の超巨大油田となる可能性を秘めたカシャガン構造で原油の発見に成功し、開発作業を進めております。また、アゼルバイジャン沖合で生産・開発中

のアゼリ、チラグ、グナシリ巨大油田群(いわゆるACGプロジェクト)の権益を買収したほか、これらカスピ海地域の各油田から産出される原油の主要搬送ルートとなるBTC(バクー～トビリシ～ジェイハン)パイプラインプロジェクトにも参画し、カスピ海地域を重要な事業拠点として地歩を固めております。また2004年2月には、前述のイラン・イスラム共和国の巨大なアザデガン油田の権益を75%取得するサービス契約(いわゆるバイバック契約)を締結し、オペレーターとして総合的に評価・開発作業に従事し、次いで2004年の5月には、アラブ首長国連邦アブダビ沖合の巨大油田群の開発・生産を推進するジャパン石油開発株式会社の株式を100%取得し、統合致しました。こうした活動により、当社は地域等のバランスを図りつつ保有資産の着実な拡充を進め、優れた資産ポートフォリオを構築してまいりました。

このように、世界の有望地域で多角的な事業活動を積極的に推進している企業戦略を的確に反映するよう、2001年9月に、当社は社名を従来「インドネシア石油株式会社(INDONESIA PETROLEUM, Ltd.)」から「国際石油開発株式会社(INPEX CORPORATION)」(略称「インペックス(INPEX)」)に変更致しました。国際石油開発という新社名は、海外の石油業界ですでに「INPEX」の略称が広く浸透していることを勘案し、「INPEX」に通ずるInternational Petroleum Explorationを念頭に置いたものです。また、社名変更とあわせて、広く内外で事業活動の推進を行うことを明らかにするとともに、事業地域を限定することなく、石油・天然ガスの開発に関連した発電、熱供給や海水淡水化事業等にも必要に応じ機動的に進出することと致しました。

経済産業省総合資源エネルギー調査会による『2030年のエネルギー需給展望』において見通されているように、石油・天然ガスは21世紀も引き続きわが国エネルギー供給の中心的な役割を占めていくと考えられます。とりわけアジア地域では、需要の顕著な増大とこれに伴う中東地域への依存度の急速な上昇により、安定的な供給の確保の必要性は一層高まっていくものと予想されます。

当社は2004年11月17日に東京証券取引所第一部に株式を上場致しました。健全な財務基盤、海外パートナー・産油国との緊密な協力関係等をもとに、日本を代表する石油開発企業として日本政府による積極的な資源外交との相乗効果を活かしながら、エネルギーの安定的かつ効率的な供給実現のために努力を重ねていくとともに、長期的な視野に立った的確な経営戦略に基づいて透明性・効率性の高い事業展開を推進し、持続的な企業価値の向上に努めてまいります。

株主ならびに投資家の皆様には、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。

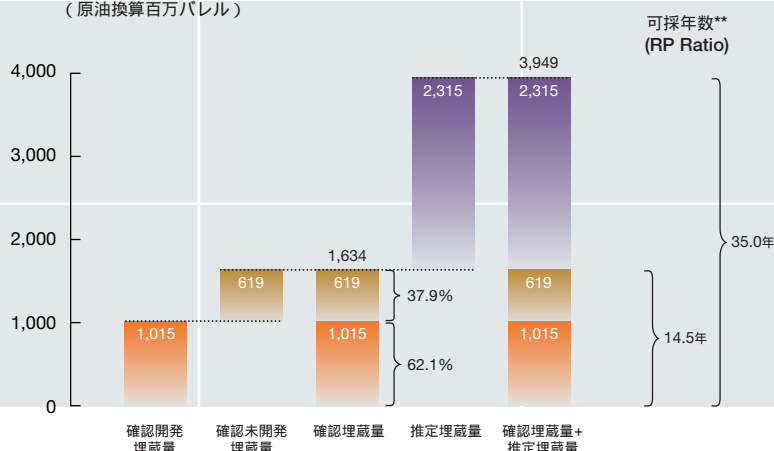
松尾 邦彦

代表取締役社長 松尾 邦彦

# 成長の原動力

## 推定埋蔵量\* によるアップサイド・ポテンシャル

(原油換算百万バレル)



注記:

\* 埋蔵量は当社とジャパン石油開発株式会社の合算であり、2003年4月1日にジャパン石油開発株式会社が当社の完全子会社となったと仮定して算出しております。持分法適用関連会社の埋蔵量も含まれております。

\*\* 可採年数=2004年3月末現在の埋蔵量÷2004年3月期中の生産量(RP Ratio: Reserve Production Ratio)。2004年3月期中の生産量にはジャパン石油開発株式会社の生産量が含まれております。

## [ 当社の強み ]

### 成熟した既存油ガス田と将来性の高い開発プロジェクトに権益を有し、豊富な確認埋蔵量を保有

当社は世界の有望地域において大規模な確認埋蔵量を保有しており、生産量の安定的な成長の実現が可能です。埋蔵量評価における国際基準として広く知られる米国証券取引委員会(SEC)の規則に従い、第三者機関の独立石油エンジニアリング会社DeGolyer and MacNaughton社により算出された、2004年3月31日現在の当社が保有する確認埋蔵量は、ジャパン石油開発株式会社の統合による増加分を含めて、原油換算で1,634百万バレルであり、うち38%は未開発の確認埋蔵量となっています。また、当社とジャパン石油開発株式会社を合算した2004年3月31日現在の推定埋蔵量は、原油換算で約2,315百万バレルと見積もられております。

インドネシアのマハカム沖鉱区、アラブ首長国連邦アブダビ沖ADMA鉱区といった成熟した鉱区の権益を保有する一方で、アゼルバイジャン領カスピ海のACG油田の権益を取得するなど、当社は新旧の鉱区を取り混ぜて埋蔵量を保有しております。加えて、当社は、カザフスタンの北カスピ海沖合鉱区、インドネシアのタンゲールLNGプロジェクト、イランのアザデガン油田など、世界の大規模油・ガス田開発プロジェクトに参画しており、「スーパーメジャー」または「メジャー」といった石油開発企業、または国営石油会社と共同で開発、生産活動を行っております。

ジャパン石油開発株式会社の統合による増加分を加味し、当社グループが2004年3月31日現在で保有する合算の確認埋蔵量と、2004年3月期の合算の生産量をもとに算出した可採年数は14.5年であり、これに2004年3月31日現在における推定埋蔵量を加えると、可採年数は35年になります。

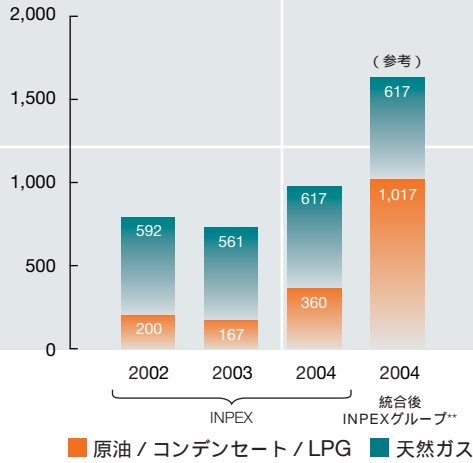
### 確認未開発埋蔵量と推定埋蔵量の開発による中期にわたる生産量の高い成長

以下に挙げるような現在開発中のプロジェクトが生産段階に移行し、確認未開発埋蔵量と推定埋蔵量の開発が進むことによって、中期的な生産量は着実に増加することが見込まれております。



### 製品別確認埋蔵量\*の推移

(原油換算百万バレル)



■ 原油 / コンデンセート / LPG ■ 天然ガス

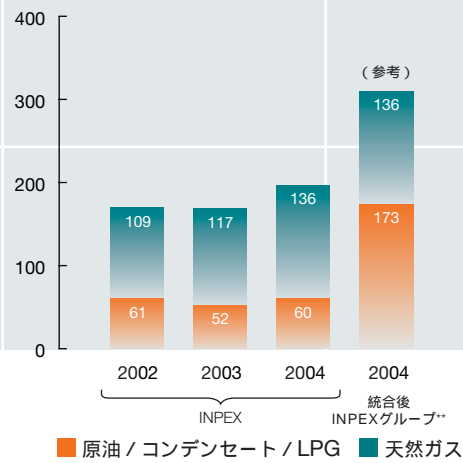
注記:

\* 持分法適用関連会社の持分を含みます。

\*\* 2003年4月1日にジャパン石油開発株式会社の完全子会社化が行われたと仮定した場合の合算数値。

### 製品別生産量\*の推移

(原油換算千バレル/日)



■ 原油 / コンデンセート / LPG ■ 天然ガス

注記:

\* 持分法適用関連会社の持分を含みます。

\*\* 2003年4月1日にジャパン石油開発株式会社の完全子会社化が行われたと仮定した場合の合算数値。

- 第一開発作業を実施中のACG油田では、BTCパイプラインの稼働に合わせ順次生産体制に入り、その後段階的に開発エリアを拡大、最終的に日量100万バレルまでの増産を計画しております。
- 北カスピ海沖合鉦区では、カシャガン油田の開発作業中であり、2008年に生産開始を予定しております。
- インドネシアの南ナトゥナ海B鉦区のベラナック油ガス田では、2004年12月に原油生産を開始しており、2005年には天然ガス、2006年にはLPGの生産を計画しております。
- インドネシアのタンゲーLNGプロジェクトの主力ガス田であるベラウ鉦区では、2008年から天然ガスの生産開始を予定しております。
- イランのアザデガン油田では開発準備作業を実施中であり、2008年の生産開始を予定しております。

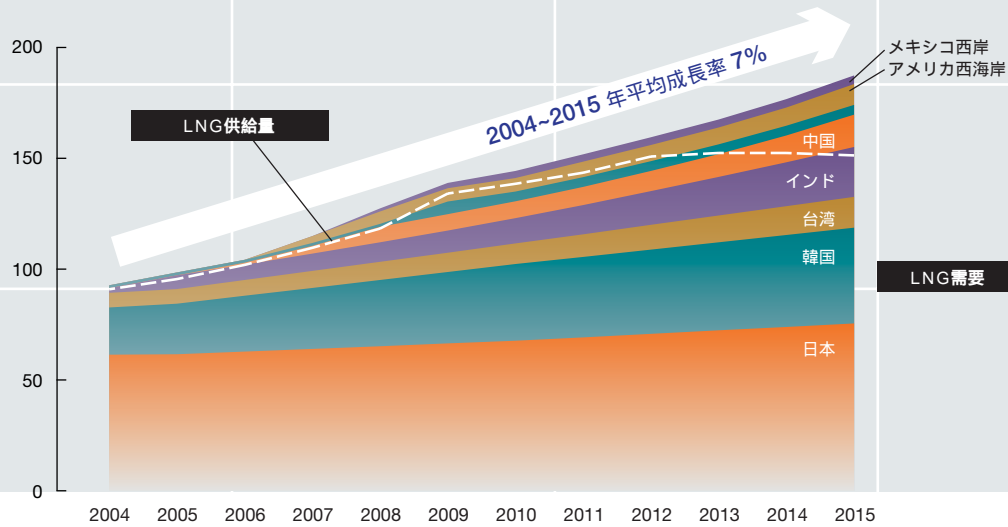
### アジア・太平洋地域でのLNG需要の伸びを享受できる天然ガスプロジェクトに戦略的に参画

当社は、日本、韓国、台湾、中国、アメリカ西海岸を含むアジア・太平洋地域で高まっているLNG需要に対応できる天然ガスプロジェクトに戦略的に参画しており、地理的にも優位なポジションを確保しています。LNGは、他の代替エネルギーと比較してクリーンなエネルギーであるため、これらの地域でエネルギー源としての重要性が高まってきております。当社が参画するアジア・太平洋地域における天然ガスプロジェクトは以下の通りです。

- インドネシアのマハカム沖鉦区では、生産している天然ガスをポンタンLNGプラントへ供給しております。ポンタンLNGプラントは世界最大級のLNG生産基地の一つであり、長期間にわたり日本及びアジアの需要家へLNGの安定供給を行っています。当社とパートナー企業は、マハカム沖鉦区とその周辺地域における天然ガスの生産量の維持拡大、ポンタンLNGプラントにおける処理能力を拡大させるための投資を行っており、同プラントからの安定供給体制を支えています。

## アジア・太平洋地域における LNG 需給の見通し

(百万トン/年)



出所:Wood Mackenzie社

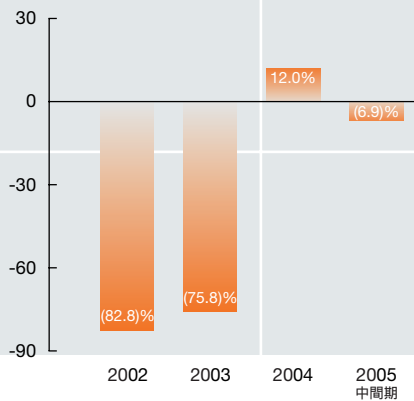
- チモール海共同石油開発地域のバユ・ウندانガスコンデンセート田では、産出される天然ガスを処理するLNGプラント及びプラントまでの海底パイプラインの建設を行っており、2006年より本邦向けにLNGの販売を開始する予定です。
- インドネシアにおける大型LNGプロジェクトであるタンゲーLNGプロジェクトでは、2008年より中国、韓国、米国向けにLNGの販売を予定しており、当社は同プロジェクトの中心的鉱区であるペラウ鉱区のガス田開発に参加しております。
- インドネシアのマセラ鉱区及びオーストラリアのWA-285-P鉱区では、オペレーターとして探鉱作業に成功し、両鉱区で大規模な天然ガス・コンデンセート田を発見しており、将来の商業生産に向けての研究、開発検討作業等を実施中です。

### 埋蔵量の持続的な拡大

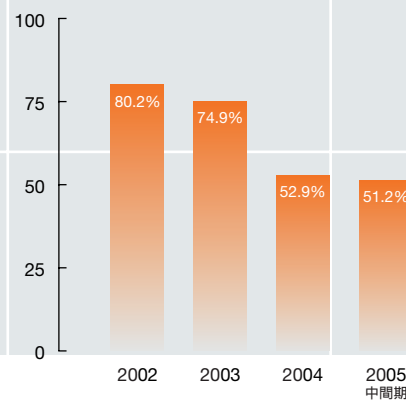
保有する埋蔵量は、生産活動により減少するため、これを補うために、当社は、戦略的かつ長期的な開発プロジェクトの権益取得を積極的に行っております。こうした方針のもとで当社が参画したプロジェクトには、2001年に参加したインドネシアのペラウ鉱区、2003年に取得したアゼルバイジャンのACG油田、2004年にジャパン石油開発株式会社を取得したことによって得たアブダビ沖のADMA鉱区、オペレーターとして開発作業に参加したアザデガン油田などがあります。これらの権益取得やプロジェクトへの参加により、2004年3月31日における3年間の平均リザーブ・リプレースメント・レシオは170%となっております。また、2003年度期初にジャパン石油開発株式会社を統合したと仮定した場合の同比率は、436%となります。



純有利子負債 / 使用総資本(ネット)\*  
(%)



自己資本比率\*\*  
(%)



注記:

\* 純有利子負債 = (純有利子負債 + 少数株主持分 + 株主資本)

純有利子負債 = 有利子負債 - 現金及び現金同等物 - 拘束性預金 - 時価のある債券

\*\* 自己資本比率 = 株主資本 / 総資産

### 健全な財務基盤を安定した資金源でさらに強化

当社の成長力と資金需要は、健全な資本構成と豊富な手許資金によって支えられております。また、出資、債務保証制度といった、政府機関による石油・天然ガス開発の支援制度も引き続き提供されております。当社の強固な財務基盤は以下のような面から支えられています。

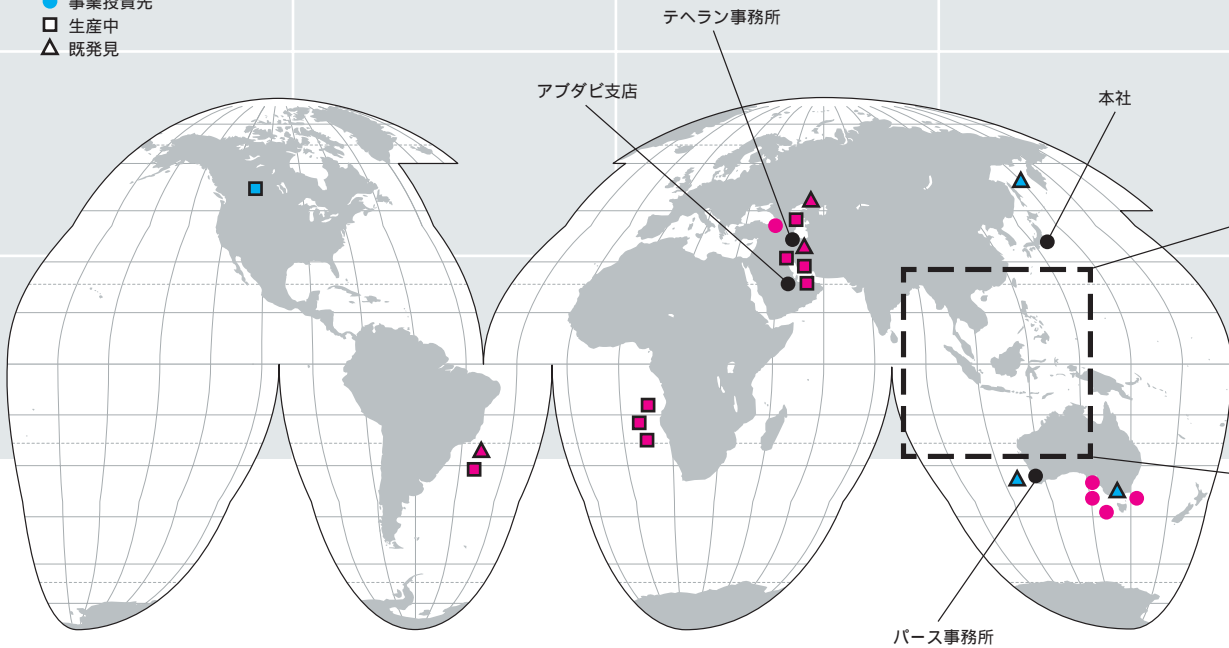
- まず、健全な資本構成が挙げられます。当社は、将来にわたって安定成長を継続するために必要な投資を賄うことができる強固な財務基盤を有しております。2004年9月30日現在の純有利子負債の使用総資本に対する比率はマイナス6.9%となっております。純有利子負債とは、有利子負債から現金及び現金同等物、拘束性預金、時価のある債券を差し引いたものです。
- 次に、豊富な手許資金を有していることです。当社は、既存及び新規プロジェクトに対する的確な投資を機動的に行えるよう、待機資金を厚くする方針を採っております。2004年9月30日現在の現金及び現金同等物は1,212億円、時価のある債券の額は772億円となっております。

### ナショナルフラッグカンパニーとしての強み

当社は、日本を代表する石油開発企業として、日本政府の積極的な資源外交との相乗効果を活かしながら、エネルギーの安定的かつ効率的な供給に資する海外の有望プロジェクトに対して有利なアクセスを得ることが可能な基盤を兼ね備えております。

## 世界の探鉱・生産活動

- 本社及び海外事務所
- 当社グループ
- 事業投資先
- 生産中
- △ 既発見



## [ 基本的事業戦略 ]

当社の事業は、原油・天然ガスの埋蔵量を獲得し、開発・生産・販売することにより、安定的な収益を確保し、企業価値を持続的に成長させることが基本となります。

### 豊富な保有埋蔵量の開発による生産量の増加

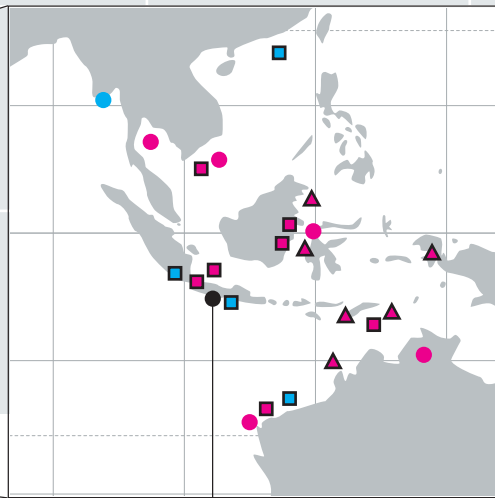
当社は、カシャガン、ACG、アザデガン、タンゲーなど世界有数のプロジェクトに積極的に参画しており、確認未開発埋蔵量の開発だけでも十分に生産量を増加させることが可能です。また、大規模な推定埋蔵量を保有し、確認埋蔵量の拡大や生産量の成長において高いアップサイド・ポテンシャルを備えております。これらの豊富な確認未開発埋蔵量及び推定埋蔵量の着実な開発と生産により、中長期的に生産量の安定的な増加を図っていきます。

### 世界の有力国際石油企業と構築してきた関係を活かして当社のグローバルオペレーションを拡大

当社は長年にわたって国際的なプロジェクトに参画してきたことにより、産油国政府、国営石油会社をはじめ、石油開発における世界のリーディングカンパニーと良好な協力関係を構築しております。こうした海外有力パートナーとの強いきずなは、当社の貴重な資産の一つであり、これまでに築き上げた信頼関係を活かし、埋蔵量と生産量の長期的成長につながる有望なビジネスチャンスを獲得する積極的な事業展開を行っていきます。

### 各種のバランスを考慮した適切な資産ポートフォリオの形成

当社は、インドネシアとオーストラリアをコアエリアとしながら、カスピ海地域、中東地域のプロジェクトにも積極的に参加し、世界の有望な地域に多角的に事業を分散させながら、世界規模の優良な資産を獲得してきました。既存プロジェクトの着実な生産規模拡大、円滑な生産移行を実現するとともに、当面はアフリカや南米、さらに中長期的にはロシアにおける新規プロジェクトの獲得



ジャカルタ事務所

を通じて、事業地域バランスのさらなる向上を進めていく方針です。また、地域バランスに加え、原油/天然ガスのバランス、探鉱段階/開発段階/生産段階といったステージバランス、生産分与契約/コンセッション契約/サービス契約といった契約のバランス、オペレーター/ノンオペレーターのバランスなど、各種バランスに配慮した資産ポートフォリオの形成を目指していきます。

#### オペレーターとしての能力と事業活動の拡大

当社は、ノンオペレーターとして将来性の高いプロジェクトの権益を積極的に獲得する一方で、プロジェクトにおいて主体的な役割を果たすオペレーター事業にも注力しております。当社は、メジャーズを含む世界のパートナー企業との長きにわたる協業の中で、オペレーションに関するノウハウを構築しております。さらに、ジャパン石油開発株式会社の統合は、油田開発操業及びファシリティ・エンジニアリングの分野で、卓越した技術的ノウハウと豊かな経験を備えたスタッフの増強に大きく貢献することになりました。当社は現在、インドネシアのマセラ鉱区(アバディ)、オーストラリアのWA-285-P鉱区(イクシス)、イランのアザデガン油田でオペレーターとして事業を推進しております。当社は、これらオペレータープロジェクトの開発を的確かつ効率的に進めていくとともに、オペレーターとしての能力を拡充することで世界各地の有望なプロジェクト獲得へ向けての競争力を高めたいと考えています。

#### アジア・太平洋地域におけるLNG需要拡大を好機に天然ガスプロジェクトの開発を推進

日本ならびに他のアジア諸国、米国・メキシコ西海岸におけるLNG需要は着実な伸びが予想されております。当社は、主力のマハカムに加え、開発中のバユ・ウンダン、タンゲー、開発検討中のマセラ鉱区(アバディ)、WA-285-P鉱区(イクシス)などアジア・太平洋地域のLNG需要の伸びを享受することが可能な天然ガスプロジェクトを数多く保有しており、LNGの主要サプライヤーとしての地位を戦略的に構築しております。当社の培ってきた経験とプロジェクトを通じて得たパートナーとの関係、保有プロジェクトの地理的優位性を活かして、将来のLNG市場のグローバル化に対しても柔軟に対応してまいります。

#### 企業価値及び投下資本利益率の最大化を重視した、効率的かつ透明性の高い事業運営の推進

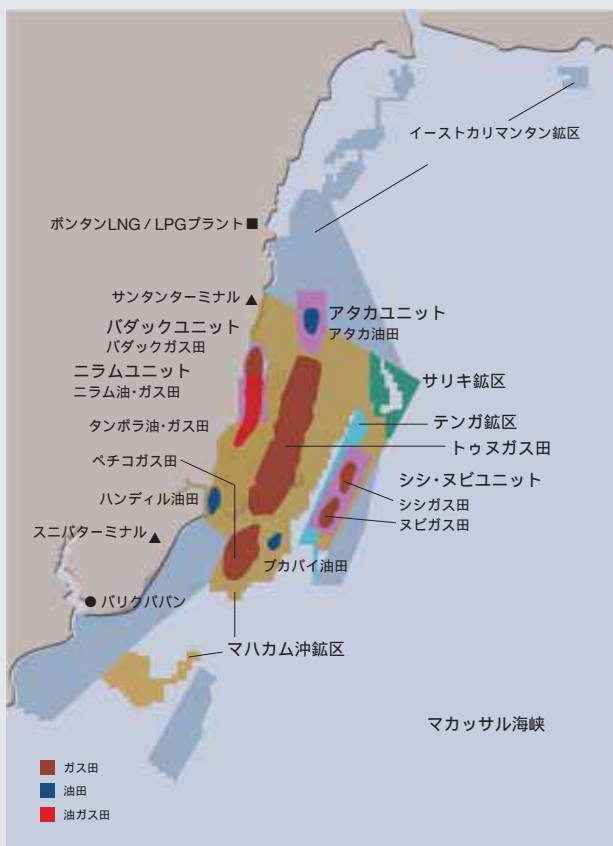
2004年3月期のネット使用資本利益率(ROACE)は、ジャパン石油開発株式会社統合後の連結ベースで12.4%でしたが、現在開発中のプロジェクトからの収益の確保とコスト削減、ポートフォリオの見直しを継続的に行うことにより、この比率を高めることを目指しています。

## グローバルな事業活動

# インドネシア

当社はインドネシアをコアエリアと位置付け、同国を基盤として事業活動を展開しております。同国において当社は、主力の東カリマンタン沖に加え、ナトゥナ海、ジャワ・スマトラ沖地域でも成功プロジェクトを有しております。また、オペレーターとして天然ガス・コンデンセートの発見に成功したマセラ鉱区や、インドネシアにおける新たな主要LNG基地として期待されるタングーLNGプロジェクトなどの有望資産を保有しております。

### 東カリマンタン 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社が50%ずつの参加権益比率で設定したもので、その後アタカ油田を発見、1972年からは原油及び随伴する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月に当社が保有する権益のうち50%をTOTAL社にファームアウトし、ブカバイ油田、ハンディール油田、タンボラ油・ガス田、トゥヌガス田、ペチコガス田を逐次発見、それぞれのエリアで原油、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、電力会社などヘタンカーで出荷されています。天然ガスは主としてポンタンLNG / LPG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12月までの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。



## 天然ガス供給への貢献

1977年8月、東カリマンタンに位置するボンタンに、LNGプラントの第1、第2系列が完成し、東カリマンタン地域より産出される天然ガスの同プラントへの供給が開始されました。その後、クリーンエネルギーとしてLNGの需要は瞬く間に増加し、ボンタンは現在、8つの系列から年間約2,100万トンのLNGと約100万トンのLPGを生産する世界最大級の能力を持つLNG製造基地となっております。当社は同基地への天然ガスの最大供給者としての位置を占めており、クリーンエネルギー供給者として大きな役割を果たしております。

また当社は、同基地の液化プラント建設資金調達のために設立されたファイナンス会社の最大出資者として、資金確保の面においても貢献しております。

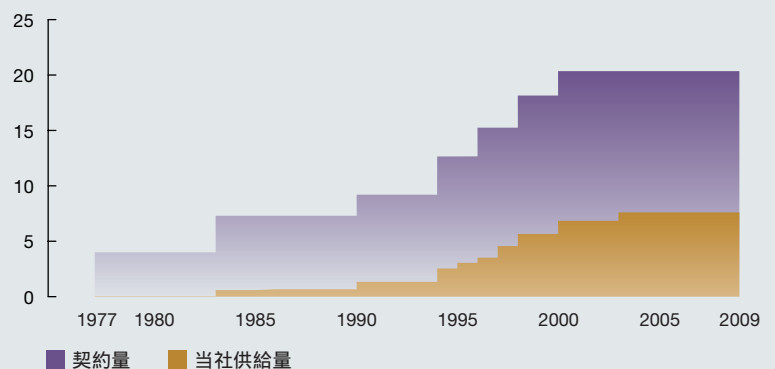
当社保有鉱区には、現在の生産分与契約の期間中、ボンタンLNGプラントに供給するに十分な天然ガスの埋蔵量が確保されており、同プラントからの安定供給体制を万全に支えています。



東カリマンタンボンタンLNGプラント

### ボンタン LNG 生産量推移

(百万トン)



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



ハンディル生産処理施設

### 南ナトゥナ海B鉱区(ナトゥナ石油株式会社)

当社は、1978年9月にすでにウダン油田で生産中であった南ナトゥナ海B鉱区の権益を取得しました。続いて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比率は35%となりました。

同鉱区では、当社グループの参画後に、ウダン油田に続いてイカンパリ油田、ベリダ油田、スンピラン油田と続けて新規油田が発見され、生産された原油は洋上ターミナルより出荷されています。

1999年1月には、同鉱区及び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、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。

また開発中であったベラナック油ガス田では、2004年12月より原油及びコンデンセートの生産を開始しております。



南ナトゥナ海B鉱区ベリダAプラットフォーム

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%/ChevronTexaco 25%







### 北西ジャワ沖鉱区(インベックスジャワ株式会社)

当社は、1986年に北西ジャワ沖鉱区の権益を取得しました。同鉱区はすでに油ガス田生産操業中の既生産鉱区でしたが、未探鉱地域に新規油田発見のポテンシャルを有するとの判断による権益買収でした。

アルジュナ油田ほかから生産された原油は洋上ターミナルより出荷され、天然ガスはPLN社(インドネシアの国営電力会社)、PGN社(インドネシアの国営ガス会社)に供給されています。

契約地域	事業会社(設立)	権益比率
北西ジャワ沖	インベックスジャワ株式会社 (1986年11月10日)	同社 7.25%/BP 46%/CNOOC 約36.72%/ほか3社 10.03%

### 南東スマトラ沖鉱区(インベックススマトラ株式会社)

当社は、1987年1月、北西ジャワ沖鉱区と同時に南東スマトラ沖鉱区の権益を取得しました。同鉱区では、当社の参加以降、インタン油田、ウィドゥリ油田という新規油田がそれぞれ発見され、生産を行っています。生産された原油は洋上ターミナルから出荷されています。2004年12月にはPLN社とガス販売契約を締結し、2006年から

2018年までPLN社に天然ガスを販売する予定になっています。ゼルダエリアとバヌワティエリアで生産される天然ガスが本販売契約の主な供給源であり、ジャワ島西部に位置するPLN社のチレゴン発電所に向けてパイプラインにて供給されることとなっています。

契約地域	事業会社(設立)	権益比率
南東スマトラ沖	インベックススマトラ株式会社 (1991年2月15日)	同社 13.07%/CNOOC 65.54%/ほか3社 21.39%



マセラ鉱区 アバディ-1DST

### マセラ鉱区(インベックスマセラアラフラ海石油株式会社)

当社は1998年12月に公開入札によってチモール海マセラ鉱区の100%権益を取得し、オペレーターとして作業にあたっています。

同鉱区では、2000年12月に大規模なガス構造、アバディを発見しました。これは、インドネシア領チモール海域での初の天然ガス発見となりました。その後、同鉱区では、2002年に掘削した評価井でも予想を上回る好結果を得、相当量のガス・コンデンセート埋蔵量を確認していることから、現在LNGのほか、GTL(天然ガスの液体燃料化)、DME(ジメチルエーテルの製造)などの新技術による開発を含め、将来の商業化に向けての開発検討作業が鋭意進められています。

なお当社は、西オーストラリア州沖合WA-285-P鉱区においても同様に、当社が100%のオペレーターとして探鉱作業を成功させ、相当量のガス・コンデンセート埋蔵量を発見しました。両鉱区の商業化

を通じて、当社は将来、生産オペレーターへステップアップすることを目指しております。



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%

### ベラウ鉱区 タンゲーLNGプロジェクト(MI Berau B.V.)

2001年10月、当社はインドネシアにおける第三の大型LNGプロジェクト、タンゲーLNGプロジェクトの中心的鉱区であるベラウ鉱区の権益を保有するMI Berau B.V.社へ三菱商事株式会社との共同出資により参画しました。これにより当社は、タンゲーLNGプロジェクトのユニット権益を16.3%取得しました。タンゲーLNGプロジェクトは、2008年頃からLNGの生産を開始する予定であり、すでに中国、韓国、アメリカ向けの長期LNG販売契約を締結しております。



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%/日石ベラウ 17.144%/KGベラウ 12.0%
タンゲーユニット		同社 16.3%/BP 37.16%/CNOOC 16.96%/その他 29.58%

チモール海上掘削リグ



### 探鉱活動の継続

当社は、収益確保の中心となっている東カリマンタン地域におけるステータスを一層高め、また商業化へ直結する資産のさらなる拡充のために、東カリマンタン地域ならびにナトゥナ海域での探鉱活動を戦略的に強化しております。これにより、コアエリアであるインドネシアにおける新たな資産の拡充への努力も継続しております。

契約地域	事業会社(設立)	権益比率
東カリマンタン海域サリキ鉱区	北東マハカム沖石油株式会社(1997年6月11日)	同社 50%/TOTAL 50%
東カリマンタン沖 イーストカリマンタン鉱区 (既生産鉱区)	インベックス北マハカム沖石油株式会社(2002年11月6日)	同社 7.5%/Unocal 92.5%
ナトゥナ海ニラ鉱区	インベックス北ナトゥナ石油株式会社(2002年1月18日)	同社 35%/ConocoPhillips 65%



サンタンLPG貯蔵施設

# オーストラリア 及びチモール海共同石油開発地域 (JPDA)



オーストラリアはインドネシアと同じく当社のコアエリアとして位置付けられる地域です。同地域においては、西オーストラリア州沖にて成功を収めたアルファ石油株式会社を中心として事業展開を行っており、チモール海の共同石油開発地域 (JPDA) におけるバユ・ウندانLNGプロジェクトへの参画のほか、資産の拡充を目指し、積極的な探鉱活動を展開しております。また、西オーストラリア州沖合WA-285-P鉱区においては、オペレーターとして天然ガス・コンデンセートの発見に成功しております。

## 1. オーストラリア

### 北西オーストラリア海域 WA-10-L開発鉱区ほか(アルファ石油株式会社)

1989年2月、当社は西オーストラリア州沖合WA-210-P鉱区の参加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月より商業生産を行っております。WA-10-L鉱区にて生産される原

油は、浮遊式生産処理貯油施設グリフィンベンチャー号で処理、貯油後、出荷・販売されております。また天然ガスについても、グリフィンベンチャー号で処理後、長さ70kmの海底パイプラインで大陸上の幹線パイプラインへ接続して出荷・販売しております。

また当社は、1995年8月、WA-155-P (Part ) 鉱区及びWA-12-L鉱区 (深層部) の権益を取得し、さらに、1999年7月にはWA-155-P (Part ) 鉱区の権益を取得しております。同鉱区ではヴィンセント油田及びラベンスワース油田が発見されております。



グリフィンベンチャー号

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-155-P (Part )		同社 28.5%/BHPBP 39.999%/Apache 31.501%
WA-155-P (Part )		同社 18.67%/Apache 81.33%
WA-12-L		同社 18.67%/ExxonMobil 81.33%

WA-285-P鉱区 掘削リグ



### 探鉱活動の拡大展開

アルファ石油株式会社は、西オーストラリア海域4鉱区、ビクトリア州タスマニア沖合4鉱区の合計8鉱区の権益を保有しており、第2のコアエリアであるオーストラリアにおける資産の増強を目指して努力しております。

地域	鉱区	権益比率
ビクトリア州バス海峡	VIC/P42	アルファ石油株式会社 50%/Bass Strait Oil 50%
ビクトリア州ポートランド沖合	VIC/P51	アルファ石油株式会社 20%/Santos 80%
	VIC/P52	アルファ石油株式会社 33.33%/Santos 33.33%/Unocal 33.33%
タスマニア州北西海域	T/33P	アルファ石油株式会社 20%/Santos 80%

#### WA-285-P鉱区(インベックス西豪州ブラウズ石油株式会社)

1998年9月、当社は公開入札により西オーストラリア州沖合WA-285-P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、その結果2000年に、同鉱区にて極めて有望なガス・コンデンサート構造、イクシスの発見に成功しております。本ガス田は、周辺の既発見ガス田に比べ、生産ガスにコンデンサート、LPGといった豊富な液体炭化水素分が含まれております。

現在、LNGのみならず、GTL、DMEなどの新技術による開発やオーストラリア国内向けの供給なども視野に入れ、事業化検討作業を実施中です。

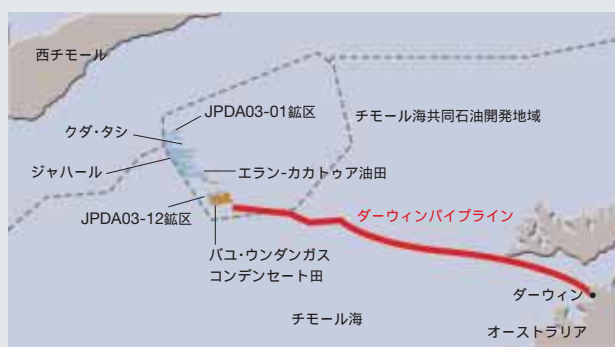


西オーストラリア州沖合掘削現場

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 100%



## 2. チモール海共同石油開発地域 (JPDA)



バユ・ウダン海上生産施設完成予想図

### JPDA03-12 鉱区 (サウル石油株式会社)

1993年4月、当社はオーストラリアと東チモールの共同管理下にあるチモール海共同石油開発地域 (JPDA) に存在するJPDA03-12 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、当社は、エラン、カカトゥア、カカトゥアノース、バユ・ウダン、ヒンギップの各構造で原油・ガスの発見に成功し、1999年7月にエラン油田で、同年8月にカカトゥア及びカカトゥアノース油田でそれぞれ生産を開始しました。

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・ウダン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年にユニティゼーションに最終合意し、バユ・ウダンユニットの共同開発に着手しました。

2002年には、同ユニットからのガスを供給ソースとして2006年からの本邦需要家向けのLNG販売が成約し、LNGプロジェクトとしての開発計画が決定されております。当社にとってバユ・ウダンプロジェクトは、そのスケールと重要性において、インドネシアのボンタン、タンゲーに並ぶLNGプロジェクトとなっております。

また、同LNGプロジェクトに関連し、当社ではオーストラリアのダーウィンまでの海底パイプラインプロジェクトへの投資及びダーウィン郊外に建設されるLNGプラントの建設・操業プロジェクトを実施する会社への出資を目的とした豪州法人INPEX DLNGPL Pty Ltdを設立しております。



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 19.07%/ConocoPhillips 46.71%/Santos 19.27%/Petroz 14.95%
バユ・ウندانユニット		同社 10.53%/ConocoPhillips 48.47%/Santos 10.64%/Petroz 8.25%/EniAgip 12.04%/Tokyo Timor Sea Resources(東京電力/東京ガス)10.08%
バユ・ウندانガスコンデン セート田からダーウィン郊外を 結ぶ海底パイプライン プロジェクト	INPEX DLNGPL Pty Ltd (2003年3月19日)	同社 10.53%/ConocoPhillips 48.47%/Santos 10.64%/Petroz 8.25%/EniAgip 12.04%/Tokyo Timor Sea Resources(東京電力/東京ガス)10.08%
ダーウィン郊外に建設されるLNG プラントの建設・操業プロジェクト		

#### JPDA03-01鉱区(インベックスチモールシー株式会社)

当社は、JPDA03-01鉱区の権益を1991年10月の公開入札において取得し、1992年1月、生産分与契約を締結しました。その後同鉱区で5坑の試掘井を掘削したところ、ジャハール、クリル、クダ・タシの3構造で原油の発見に成功しております。

契約地域	事業会社(設立)	権益比率
JPDA03-01	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%/Woodside 40%/Santos 25%

# カスピ海沿岸諸国



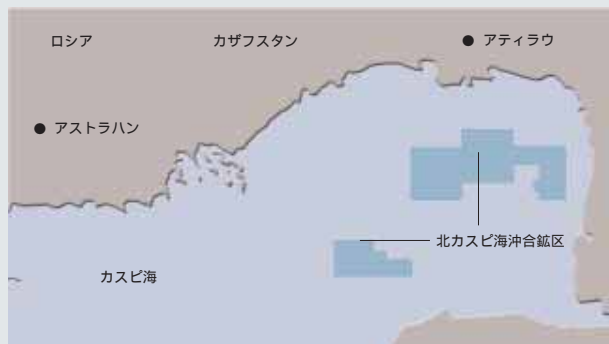
当社は、カスピ海地域に1998年に進出し、北カスピ海沖合鉱区にて巨大油田であるカシャガン油田の発見に成功、2003年には南西カスピ海域にて大規模生産油田であるACG油田の権益を取得しております。また、両油田の主要な搬送ルートとなるBTC(バクー～トビリシ～ジェイハン)パイプラインプロジェクトにも参加しています。

カスピ海地域での事業活動は、当社の事業拡大に大きく貢献するとともに、当社の事業戦略である地域バランスの取れた資産ポートフォリオの形成に寄与するものです。また、これらのプロジェクトは主に原油プロジェクトであることから、原油とガスのバランスの取れた資産の形成にも寄与しています。

## 北カスピ海沖合鉱区(インベックス北カスピ海石油株式会社)

1998年9月、当社はカザフスタン政府及びKazakhOil社と権益譲渡契約を締結し、有望と見込まれていた北カスピ海沖合鉱区の参加権益を取得しました。

同鉱区には巨大な5つの構造があり、1999年9月より、これら5つの構造の中でも最大の、同鉱区東部に位置するカシャガン構造に対し試掘井掘削作業が行われた結果、原油の発見に成功しました。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います。同鉱区では、カシャガン油田のほかにも、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、カシャガン油田を中心とする原油生産を2008年に開始するべく開発作業を実施中です。



北カスピ海掘削現場

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 1/12/ EniAgip/ExxonMobil/Shell/ TOTAL/各1/6/ConocoPhillips 1/12



### ACG油田(インベックス南西カスピ海石油株式会社)

2002年12月、当社はアゼルバイジャン共和国領南カスピ海海域のACQ(アゼリ・チラグ・グナシリ)油田の権益取得に係る契約に調印しました。その後、2003年4月には、アゼルバイジャン国営石油会社(SOCAR社)及び他のプロジェクトパートナーの承認を得て、ACG油田の10%の権益が当社に譲渡されました。ACG油田の操業は、事業参加者10社で設立した共同操業会社AIOC(The Azerbaijan International Operating Company)により行われております。

ACG油田は、1997年よりチラグ油田にて原油の生産を開始し、現在日量約15万バレルの原油を生産しております。今後段階的に増産し、2009年には日量100万バレルの水準に達することが見込まれております。生産された原油は、現在はバクー市から黒海のスプサ市に至るルート(西ルート)を使用して輸送・販売されておりますが、現在建設中のBTCパイプラインが完成した後は、主として同パイプラインで地中海まで輸送し、出荷されます。

契約地域	事業会社(設立)	権益比率
ACG油田	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%/BP 34.14%/Unocal 10.28%/SOCAR 10%/Statoil 8.56%/ExxonMobil 8%/伊藤忠商事 3.92%/ほか3社 15.1%

### BTCパイプラインプロジェクト(INPEX BTC Pipeline, Ltd.)

カスピ海地域における当社関連プロジェクトから産出される原油の主要搬出ルート確保を目的の一環として、当社は2002年9月、カスピ海沿岸のアゼルバイジャン共和国バクー市からグルジア共和国トビリシ市を経由し、地中海に面するトルコ共和国ジェイハン市を結ぶ総延長1,760kmにおよぶBTC原油パイプラインプロジェクトに係る2.5%の権益を取得しました。

BTCパイプラインプロジェクトは、11社で構成される国際コンソーシアムによって、建設され、操業が行われます。同パイプラインの建設は2003年に開始され、2005年からACG油田で生産される原油の輸送を開始する予定であり、通油量は約100万バレル/日が見込まれております。

プロジェクト	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%/Unocal 8.9%/Statoil 8.71%/TPAO 6.53%/EniAgip 5%/TOTAL 5%/伊藤忠商事 3.4%/ConocoPhillips 2.5%/Amerada Hess 2.36%

# 中東地域



当社はアブダビ沖のADMA鉱区とABK鉱区の権益を保有し、6つの油田で原油を生産しております。イランのアザデガン油田では、オペレーターとして、評価・開発作業を行っております。当社は中東地域をカスピ海や南米と並ぶ重要なターゲットエリアと位置付けており、開発活動に注力しています。

## ADMA(アドマ) 鉱区(ジャパン石油開発株式会社)

当社は2004年5月、石油公団が保有するジャパン石油開発株式会社の全株式を、株式交換により取得し完全子会社化しました。

ジャパン石油開発株式会社は、1973年に設立され、アラブ首長国連邦アブダビ沖のADMA鉱区にて現在5油田より原油を生産しております。同海域最大の油田である上部ザクム油田、ならびに同社が開発を手掛けた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、既生産油田であったウムシャイフ油田及び下部ザクム油田においてもそれぞれ1962年、1967年以来、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ジルク島に送られ出荷されています。

これら油田の操業は、現地に設立された操業会社(アブダビ国营石油会社(ADNOC)と同社等との合弁会社)を通じて行われており、ジャパン石油開発株式会社から技術者を中心に人員を継続的に派遣しております。



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 / ウムアダルク油田		同社 12%/ADNOC 88%
サター油田		同社 40%/ADNOC 60%



### アブ アル ブクーシュ(ABK) 鉱区(インベックスエービーケー石油株式会社)

1996年1月、当社はアラブ首長国連邦アブダビ沖合のアブ アル ブクーシュ 鉱区の25%権益を取得しました。

同鉱区は、当社の中東生産鉱区への初進出プロジェクトであり、今後の同地域進出への橋頭堡として位置付けられています。

同鉱区から生産される原油は、パイプラインを通じてダス島へ送られた後、ウムシャイフ原油と混ぜられ、ウムシャイフ原油として出荷されています。



契約地域	事業会社(設立)	権益比率
アブ アル ブクーシュ	インベックスエービーケー石油株式会社 (1996年2月29日)	同社 25%/TOTAL 75%

### ソルーシュ油田及びノールーズ油田(JJI S&N B.V.)

2003年1月、当社はソルーシュ油田及びノールーズ油田の共同一体開発事業の20%の権益を保有するJJI S&N社へ石油資源開発株式会社との共同出資により参画しました。

当事業は、シェル社が1999年にイラン国営石油会社NIOCと締結したサービス契約に基づき、シェル社がオペレーターとして両油田の開発を実施しております。

すでに2001年12月からはソルーシュ油田からの早期生産が開始されており、現在は、本格生産開始に向けて、開発井の掘削及び海洋生産施設の建設工事が進められています。



契約地域	事業会社(設立)	権益比率
ソルーシュ及びノールーズ油田	JJI S&N B.V.(2002年10月3日)	同社 20%/Shell 70%/OIEC 10%

### アザデガン油田(アザデガン石油開発株式会社)

2004年2月、当社はイラン国営石油会社NIOCとその子会社 Naftiran Intertrade社との間でイラン・イスラム共和国アザデガン油田の評価・開発に係るサービス契約を締結し、オペレーターとして本プロジェクトへ参画しました。

現在、当社はNaftiran Intertrade社とともに、当該契約に基づきそれぞれ75%、25%の参加権益でアザデガン油田の評価・開発作業を推進しています。

同油田の開発は、契約上2段階に分かれており、開発第1段階では契約発効後3年4ヵ月で日量5万バレル、4年4ヵ月で日量15万バレルの原油生産に達する見込みです。また、開発第2段階へ移行した場合は、契約発効後8年で日量11万バレルの追加生産を行う予定で、合計日量26万バレルの生産に達する計画となっております。

本プロジェクトは、当社グループとして初めての開発・生産オペレータープロジェクトであり、技術力向上と国際的な石油・ガス開発企業としてのプレゼンス強化に寄与するものと期待されます。



契約地域	事業会社(設立)	権益比率
アザデガン油田	アザデガン石油開発株式会社(2004年2月18日)	同社 75%/NICO 25%



# 南米



ブラジルでは、アルバコーラ油田の開発協力契約を締結したほか、北カンボス沖合フラーヂ鉱区における油田の開発に参加しております。当社は同地域において今後も積極的に事業を展開していく計画です。

## フラーヂ鉱区(インベックス北カンボス沖石油株式会社)

当社と双日株式会社がフラーヂ鉱区における石油探鉱開発事業推進のため共同出資して設立したブラジル現地法人フラーヂ・ジャパオ・ペトロリオ・リミターダ(FJPL)が、1999年7月、Petrobras社保有の同鉱区権益の一部をChevronTexaco社及びOdebrecht社とともに譲り受けました(FJPLの譲受権益: 12.75%)。その後2001年7月にさらに2.25%の同鉱区権益をOdebrecht社より取得した結果、現在FJPLは15%の権益を保有しております。また、同事業への投資を行う日本側窓口企業としてインベックス北カンボス沖石油株式会社を双日株式会社と共同で設立しました。

フラーヂ鉱区は、すでに石油の埋蔵が確認されている既発見・未開発鉱区であり、Petrobras社により2003年1月生産が開始されたブラジル有数の巨大油田であるロンカドール油田に隣接している有望な鉱区です。



本鉱区では、ChevronTexaco社がオペレーターとなり、評価井掘削作業が進められ、2001年には油層の確認に成功しており、現在2007年頃からの生産開始を目指して所要の作業が進められているところです。

契約地域	事業会社(設立)	権益比率
フラーヂ	インベックス北カンボス沖石油株式会社(2000年10月12日)	同社 15%/Petrobras 42.5%/ChevronTexaco 42.5%

## アルバコーラ油田(Albacora Japão Petróleo Limitada(AJPL))

2000年11月、当社は、双日株式会社とともに、ブラジル国営石油会社Petrobras社との間で、ブラジル国北カンボス沖合のアルバコーラ油田の第2開発フェーズにおける開発協力契約に調印致しました。本プロジェクトは、カンボスペースンにて生産中のアルバコーラ油田の第2開発フェーズに必要とされる施設を双日株式会社と共同で設立した、ブラジル法人、アルバコーラ ジャパオ ペトロリオ リミターダ(AJPL)を通して供与することによ

り、9年間にわたる原油の引取権を得るものです。

当社にとってブラジルにおける第二のプロジェクトとなる本プロジェクトへの参加により、定期協議等を通じて、世界のトップレベルにあるPetrobras社の大水深石油開発技術についての知見を深めるとともに、同社との協力関係のより一層の緊密化を通じて、さらなる探鉱開発機会の取得等の途が広がるのが期待されます。

契約地域	事業会社(設立)
アルバコーラ	Albacora Japão Petróleo Limitada(AJPL) 1998年12月23日)

## コーポレート・ガバナンスの状況

当社は、わが国へのエネルギーの安定供給という社会的責任を担っている企業であり、その責務について常に重く受け止めてきております。そのような中で、当社はコーポレート・ガバナンスの充実が重要な経営課題の一つであると認識しております。

### 会社の機関の内容

#### 経営管理組織の状況

##### 取締役及び取締役会

当社では、代表取締役及び業務担当取締役が業務執行を行っており、当該業務執行について取締役会が監督しております。取締役会は毎月1回定時に開催するほか、必要に応じて随時開催しており、重要な業務執行について審議・決定を行っております。取締役会は取締役18名で構成され、うち4名は社外取締役であります。社外取締役4名は、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丸紅株式会社（以下、「当社株主会社」といいます。）の取締役を兼任しております（以下、かかる取締役を「兼任取締役」といいます。）。兼任取締役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。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当社は認識しております。このため、当社では、当社取締役が商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、兼任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」を提出させることとしております。

##### 経営会議

意思決定の迅速化の観点から、常務取締役以上で構成する経営会議を2002年4月に設置しております。経営会議は原則毎週開催とし、臨時開催を含め、取締役会の決議事項に属さない事項についての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。経営会議には、構成員である常務取締役以上のほか、決議事項及び報告事項の担当部署と常勤の取締役・監査役が出席しております。

#### 監査役及び監査役会

当社は監査役制度を採用しており、各監査役は、取締役会及び経営会議等の重要会議に出席し、また必要に応じた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業務執行を監査しております。また監査役は、会計監査人から随時監査に関する報告を受け、監査室から内部監査の状況についての報告を受けております。監査役全員で構成する監査役会は、監査の方針を決定し監査計画を立案し、各監査役の監査状況等の報告を受けています。監査体制の強化を図るため、2002年6月より、それまで3名であった監査役を4名体制としました。この結果、現在、監査役は、社外監査役3名(常勤1名、非常勤2名)、社外監査役以外の監査役1名(常勤)となっております。また、2003年6月からは、それまで3ヵ月に1回であった監査役会を毎月開催することと致しました。

#### 監査室

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監査室を社長直属の組織として設置しております。監査室は組織を横断する形で海外事務所を含め当社グループ全体の内部統制システムを評価し、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、経営管理の適正化に寄与しております。

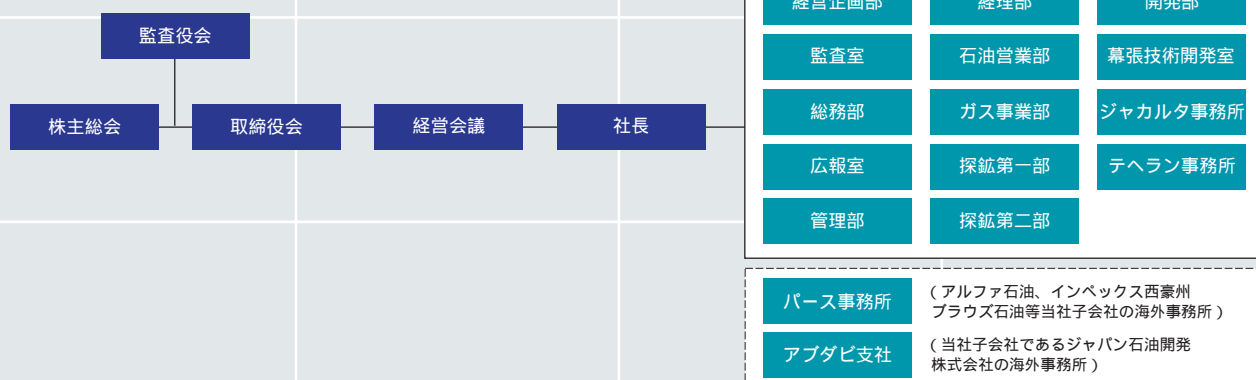
#### 種類株式とコーポレート・ガバナンス

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、2004年11月17日に当社普通株式の東京証券取引所第一部上場と同時に石油公団に対して発行され、2005年4月1日付での石油公団の解散に伴い経済産業大臣に承継されております。

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、拒否権の行使ができるという条件がついております。

種類株主は、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)についてガイドラインを制定しています。種類株主が拒否権を行使できる場合は、上記重要事項ごとに、「中核的企業としてわ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「中核的企業としてわ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。

## 本社組織図



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等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等の設定がなされていることにより、当社の経営の効率性・柔軟性を不当に阻害しないよう透明性を高めた必要最小限の措置となっているものと考えております。

なお、甲種類株式が公的主体以外の者に譲渡された場合には、当社の取締役会の決議により償還されます。

## 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います。企業価値に影響を与える広範なリスクのうち、経営戦略に関する意思決定など経営判断に関するリスクについては、必要に応じて法律事務所などの外部の専門家の助言を受け、関係部門において分析・検討を行っております。重要な案件については、経営会議等で十分な審議を行った後に取締役会で決定し、その後も状況の変化を確認しております。

当社グループは企業活動の基本方針を示すものとして、「企業目標」、「行動の規範」、「企業の成長」、「倫理」、「衛生、安全、環境」、「社会への貢献」を掲げた「企業活動原則(Business Principles)」を制定しております。当社グループとして、この原則を遵守することにより、株主、従業員、取引先及び国際社会の信頼と信用の維持向上を図ることが、企業の継続的な発展に必要な不可欠であると信じ、たゆまぬ努力を続けていくことを謳っております。

# 財務セクション

## 目次

### 財務セクション

経営陣による財政状態及び経営成績の検討と分析 .....	30
連結貸借対照表 .....	46
連結損益計算書 .....	48
連結株主持分計算書 .....	49
連結キャッシュ・フロー計算書 .....	50
連結財務諸表の注記 .....	51
独立監査人の監査報告書 .....	61

### 追加情報

中間連結貸借対照表（未監査）.....	62
中間連結損益計算書（未監査）.....	64
中間連結株主持分計算書（未監査）.....	65
中間連結キャッシュ・フロー計算書（未監査）.....	66
中間連結財務諸表の注記（未監査）.....	67

## 経営陣による財政状態及び経営成績の検討と分析

### 業績概況

当社の2004年3月期の連結売上高は2,188億円、当期純利益は348億円となりました。このうち、原油売上高は688億円、天然ガス売上高は1,500億円となっております。当社グループは生産量、埋蔵量のいずれにおいても日本最大の原油及び天然ガスの上流事業者です。2004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約977百万バレル、2004年3月期の生産量は、原油換算で日量195.5千バレルとなっております。

ジャパン石油開発株式会社の統合により増加した権益を加えると、2004年3月31日現在の確認埋蔵量は原油換算で1,634百万バレルとなります。内訳は、原油、コンデンセート、LPGが1,016百万バレル、天然ガスが3,704十億立方フィートとなっており、確認埋蔵量のうち38%が確認未開発埋蔵量となっております。また、ジャパン石油開発株式会社の権益分を加えた生産量ですが、2004年3月期の原油、コンデンセート、LPGの生産量は日量平均173.2千バレル、天然ガスは日量814.5百万立方フィートとなり、合計すると原油換算で日量309千バレルとなります。

当社グループはインドネシア、中東、オセアニア、カスピ海などの地域において原油・天然ガスの探鉱、開発ならびに生産を主たる業務としております。現在天然ガスの大部分はインドネシアで生産しております。同地区で生産した天然ガスは、インドネシア共和国国有石油会社であるプルタミナ社に供給し、同社はそれらの天然ガスを日本、韓国、台湾の電力・ガス会社などに販売しております。また当社グループは原油の大部分を中東地域、特にアラブ首長国連邦で生産しており、生産原油のほとんどを日本国内の電力会社、石油精製会社などに販売しております。

当社グループはインドネシアのあるアジア及びオーストラリアのあるオセアニアをコアエリアとして、さらに中東、カスピ海をターゲットエリアとして位置付けております。コアエリアにおいて現在生産中のプロジェクトの埋蔵量は、今後10年から15年の間に減退することが見込まれているため、コアエリア、あるいはほかのエリアにおいて、埋蔵量の減少を補うことのできる有望な新規原油ガス田のプロジェクトへの参画を積極的に推進しております。コアエリアにおいては、当社グループがオペレーターであるインドネシアのマセラ鉱区とオーストラリアのWA-285-P鉱区(イクシス)で、天然ガス・コンデンセート田を発見しました。これらは開発及び生産への順調な移行が見込まれております。その他の地域においては、2004年2月にイランの国営石油会社NIOCとアザデガン鉱区開発のサービス契約を締結しました。このプロジェクトが本格的に生産を開始すれば、当社グループの中東における原油生産量は増加します。また当社グループは、カスピ海をはじめとするその他の地域においても、探鉱、開発、生産活動を行っております。さらに2005年7月までに予定されている石油公団の廃止に先立ち、石油公団より原油・天然ガスの権益を追加取得する可能性もあります。

当社グループは開発中及び生産を開始している鉱区の権益の追加取得を積極的に推進しております。今後数年の間に当社グループの開発投資額の大幅な増加が見込まれており、追加の資金調達が必要となります。

当社グループが新規プロジェクトへの投資を行う際には、将来の当社グループの業績と財政状態に重大な影響を及ぼす可能性があるため、主に以下の5つの方法によって事業内容の多様化を図っております。

- 生産地域の多様化により、原油・天然ガスの生産におけるインドネシアへの依存を回避しております。
- 当社グループはここ数年、インドネシアのマハカム沖鉱区における天然ガスの生産が主力となっており、当社グループの生産量・埋蔵量は原油に比べ天然ガスの占める割合が高くなっております。そこで当社グループは、原油と天然ガスの製品バランスを適正化させるために、カスピ海周辺地域の原油プロジェクト、中東地域におけるイランのアザデガン油田の権益取得やジャパン石油開発株式会社の統合など、新規の原油開発プロジェクトへの積極的な参加を推進しております。原油と天然ガスでは、市場価格の変動による販売への影響、設備投資の回収期間、販売方法、平均販売契約期間、生産・輸送施設などに大きな違いがあります。
- 従来当社グループはノンオペレーターとしてプロジェクトに参画していましたが、オペレーターとしての参画も積極的に取り組んでおり、インドネシアのマセラ鉱区、オーストラリアのWA-285-P鉱区(イクシス)においては、すでにオペレーターとしてプロジェクトの探鉱、評価活動を行っております。さらにイランのアザデガン鉱区の開発においてもオペレーターとして参画しております。



- 当社グループは、保有する権益において、探鉱、開発、生産とプロジェクトの段階のバランスを取る必要があります。原油・天然ガスの開発には巨額の設備投資が必要である上に、生産に至らないリスクが高いことから、探鉱・開発費用を賄うだけの営業キャッシュ・フローを確保する必要があります。当社グループは開発段階のプロジェクトに加え、生産段階にあるプロジェクトの権益の獲得も進めております。
- 当社グループは、探鉱、開発、生産に関する契約形態のバランスを取る必要があります。現在のプロジェクトはほとんどが生産分与契約であり、コンセッション(利権)契約の割合は低くなっております。また、アザデガン鉱区に関しては、イラン政府とサービス契約(バイバック契約)を締結しております。

## 権益の取得、探鉱、開発、生産に関するコストの会計処理

原油・天然ガス事業では、主に権益の取得、探鉱、開発、生産の4種類のコストがあります。現在当社グループは、主に生産分与契約とコンセッション契約という2種類の契約に基づいて事業を行っています。2004年3月期の売上高のうち90%は生産分与契約によるものですが、ジャパン石油開発株式会社の統合により、2005年3月期からはコンセッション契約による売り上げの割合が増加する見通しです。

### 生産分与契約

#### 回収不能コスト

##### 権益取得コスト

生産分与契約のプロジェクトにおける探鉱、開発、生産を行うための権益取得コストは、探鉱段階の場合、発生した期に全額費用計上しておりますが、開発段階または生産段階の場合は、探鉱開発権として貸借対照表に計上し、生産高比例法によって償却しております。通常、生産分与契約においてコスト回収可能な金額はこの権益取得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、鉱区権益取得のための借入金利息は費用として計上しております。

#### 回収可能コスト

##### 探鉱コスト

探鉱コストは、生産物回収勘定に計上します。産油国政府による開発承認前の探鉱段階にあつては、探鉱活動の成功する確率がかなり低いため、探鉱に失敗した場合の損失に備え、探鉱コストと同額を生産物回収勘定引当金に計上しております。政府の開発承認が下りた後は、当該鉱区で探鉱コストが発生しても、同引当金は計上しません。計上済みの引当金については、探鉱段階に生産物回収勘定に計上した探鉱コストが回収されるまでは取崩しを行わず引き続き貸借対照表に計上しておきます。当該探鉱コストが回収された場合には、回収額見合いの引当金を同額取崩し、損益計算書上に引当金取崩益として計上します。

##### 開発コスト

生産分与契約の規定により回収可能なコストは、全て生産物回収勘定に計上しております。

##### 生産コスト

生産段階における生産のためのコストは、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。

##### 一般管理費

一般管理費のうち、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。

## コスト回収と生産分与

原油・天然ガスの売上原価の算定にあたっては、まず、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どのように配分するのかを決める必要があります。

産油国政府とコントラクターの生産物の配分比率は、生産分与契約ごとに異なります。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、毎年、年間の総生産量を次の方法で配分しております。

- (1)「ファースト・トランシェ・ペトロリアム」: 契約に基づく総生産量のうち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で配分します。
- (2)「コスト回収分」:(i) 当該年度において発生した非資本支出の額及び(ii) 資本支出のうち生産分与契約に基づき算定された当該年度の償却相当額の合計額で、コスト回収額算定時の原油・天然ガス価格に基づいて原油及び天然ガスに換算され、コントラクターのみに配分されます。算定時の原油・天然ガスの価格によってコスト回収分相当の原油・天然ガスに換算するため、原油・天然ガスの価格が上昇すると、「コスト回収分」を構成する原油・天然ガスの量が減少し、その分エクイティ分(下記参照)の量が増加します。当該年度の実生産量がコスト回収分見合いの原油・天然ガスの量に満たなかった場合、当該年度のコスト回収分は実際の生産量により回収される金額まで減額され、その差額は生産分与契約に基づいて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、契約に基づきあらかじめ決められた比率に従って分配されます。

損益計算書上の会計処理は以下の通りです。

- コントラクターに分与される原油・天然ガスの販売のうち、当社分を売上高として計上しております。
- コスト回収分の当社分の販売により回収される額を、売上原価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、発生時に費用計上しております。探鉱コストには、探鉱井の掘削が含まれており、当該探鉱井のコストは確認埋蔵量の発見の有無が未だ判明しない支出時に探鉱費として全額費用計上しております。

### 開発コスト

開発段階において発生した設備投資額のうち当社分は、「開発準備勘定」として貸借対照表上の「其他有形固定資産」に計上しております。当該プロジェクトが開発段階から生産段階に移行した時点で、「開発準備勘定」は建物及び構築物、坑井、其他有形固定資産に振り替えます。有形固定資産は主に生産高比例法により減価償却し、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。

### 一般管理費

当社シェア分の一般管理費は、発生時に費用計上しております。

## 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の契約価格( 契約価格の改定頻度 )
- 原油・天然ガスの生産量
- 権益の取得及び探鉱活動の状況
- 外国法人税
- 国際原油産業の動向
- 外国為替相場の変動

### 原油価格及び天然ガスの契約価格

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。インドネシア産の原油は、3つの民営企業の評価価格に基づき算定したインドネシア政府公式販売原油価格( ICP )を販売価格としており、原油の種類別にそれぞれICPが定められております。オーストラリア及び東チモール地区産の原油価格は、国際的な指標であるアジア石油価格指数( APPI )をベースに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、販売時に価格を決定するため、価格は常に変動しております。

当社グループは天然ガスのほとんどをインドネシアで生産しておりますが、販売価格はそれぞれの販売契約においてICPに基づいて決定します。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。

### 原油・天然ガスの生産量

当社グループの原油・天然ガスの生産量は、当社グループが参画するプロジェクトの確認開発埋蔵量、及び、原油・天然ガスの需要に大きく左右されます。確認開発埋蔵量に影響を与える要因としては、探鉱や開発に成功し、生産段階へと移行するスピード、原油・天然ガスの生産スピード、生産中の権益の取得による埋蔵量の増加、埋蔵量からの回収能力、そして生産中の契約の満了・延長の状況などがあります。

### 権益の取得及び探鉱活動の状況

当社グループは、コンセッション契約の場合、探鉱コストを全額費用計上し、生産分与契約の場合、探鉱段階に発生した回収可能なコスト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参画が増えた場合、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。

### 外国法人税

当社グループは全ての事業活動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、結果的に実効税率が増加します。

従来、当社グループは、法人税の大部分をインドネシアで納めてきました。同国で当社に課せられている法人税率は現在48%となっております。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おりません。そのため、あるインドネシアの生産分与契約において探鉱活動を拡大し、探鉱費用が増加した場合でも、この費用をインドネシアの別の生産分与契約において生じた課税所得から控除することはできません。

## 国際原油産業の動向

以下に挙げる国際原油産業の動向も、当社グループの業績に影響を及ぼします。

- 価格及び生産量に影響を及ぼすOPEC諸国の動向とその結果生じる国際石油価格の変動
- イラクにおける政情の変化や戦乱の勃発による、将来の原油生産量や国際市場での原油価格の変動
- 近年の業界再編の動き、特に統合によって誕生したスーパーメジャーとの探鉱プロジェクト獲得やオペレーターとしての参画競争の激化

## 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、借入金のほとんど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。円高の場合は円ベースの売上と当期純利益が減少するのに対して、円安の場合は増加します。しかしながら、長期借入金については、大部分がドル建てであることから期末の為替換算により、円高の場合は為替差益が発生し、円安の場合は為替差損が発生します。

## 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。財務諸表の作成にあたって当社グループは、見積り、主観的な判断、仮定を行って、決算日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。

見積り時点において非常に不確実性の高い事象に対して仮定を設定する必要がある場合、または当該年度に異なる合理的な見積りを行うことや、継続して行われている合理的な見積り方法を変更すること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となります。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

当社グループでは生産分与契約に基づき探鉱、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。前述の通り、政府による開発承認前の探鉱段階のコストに対しては、生産物回収勘定引当金として同額引き当てられております。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。当該探鉱コストが回収された場合には、回収額見合いの同引当金を同額取り崩し、損益計算書に引当金取崩益として計上します。

### 探鉱開発権

探鉱開発権を探鉱段階において取得した場合は、全額を当該年度の費用に計上しますが、生産段階において取得した場合には資産に計上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、確認埋蔵量に対する重要な見積りが必要となります。当社グループの確認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、確認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。

### 探鉱会社に対する出資

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から変動することにより、将来の投資回収見込額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土地評価損によって発生する一時差異(繰越欠損金を含む)を繰延税金資産として計上しております。この繰延税金資産が認識されない可能性が高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。繰延税金資産の認識を行うためには、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、繰延税金資産の認識について見直す必要があります。

## 退職給付費用

日本の会計基準の「退職給付に係る会計基準」では、予測単位積立方式により算定した退職給付の年金現価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する必要があります。しかし、従業員300人未満の企業に対しては、退職給付費用及び債務の計上において簡便法の適用が認められております。日本の会計基準では、この簡便法を適用するかどうかの判断にあたり、年金制度ごとの従業員数を基準に判断することとしております。当社グループでは300人以上の従業員を対象とする個別の退職金制度がないため簡便法を採用しており、年度末における自己都合要支給額を計上しております。このため、当社グループの退職給付費用及び債務を、予測単位積立方式により算定した退職給付の年金現価に基づいて認識した場合には、その退職給付費用及び債務の額は簡便法による計上金額とは異なります。

## 過去の業績

### 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、%)					
	2002		2003		2004	
売上高	¥184,204	100.0%	¥201,533	100.0%	¥218,831	100.0%
売上原価	79,121	43.0	95,997	47.6	105,759	48.3
売上総利益	105,083	57.0	105,536	52.4	113,072	51.7
探鉱費	2,700	1.4	2,478	1.2	11,552	5.3
販売費及び一般管理費	4,799	2.6	5,336	2.7	5,314	2.4
減価償却費	535	0.3	452	0.2	2,330	1.1
営業利益	97,049	52.7	97,270	48.3	93,876	42.9
その他利益：						
受取利息	1,465	0.8	1,310	0.7	1,575	0.7
権益譲渡収入	-	-	272	0.1	1,497	0.7
持分法による投資利益	-	-	-	-	453	0.2
為替差益	3,419	1.8	-	-	10,761	4.9
その他	697	0.4	702	0.3	1,217	0.6
	5,581	3.0	2,284	1.1	15,503	7.1
その他費用：						
支払利息	267	0.1	689	0.3	1,817	0.8
持分法による投資損失	15,758	8.5	1,503	0.7	-	-
生産物回収勘定引当金繰入額	7,132	3.9	16,234	8.1	10,057	4.6
探鉱開発権償却	1,777	1.0	5,945	2.9	746	0.4
為替差損	-	-	2,538	1.3	-	-
その他	840	0.5	2,594	1.3	1,986	0.9
	25,774	14.0	29,503	14.6	14,606	6.7
税金等調整前当期純利益	76,856	41.7	70,051	34.8	94,773	43.3
法人税、住民税及び事業税	51,902	28.1	51,953	25.8	60,318	27.6
少数株主損失	(2,652)	(1.4)	(9,814)	(4.8)	(327)	(0.2)
当期純利益	¥ 27,606	15.0%	¥ 27,912	13.8%	¥ 34,782	15.9%



## 2004年3月期と2003年3月期の比較

### 売上高

2004年3月期の売上高は2,188億円となり、2003年3月期の2,015億円から173億円、8.6%の増収となりました。原油の売上高は688億円と、前期比6億円、0.8%の減収となった一方、天然ガスの売上高は1,500億円、前期比178億円、13.5%の増収となりました。

2004年3月期の原油の販売量は20.6百万バレルで、2003年3月期の20.5百万バレルに比べてほぼ横ばいとなりました。これは、アゼルバイジャンのACG鉱区の権益取得により販売量が増加したものの、インドネシアの南ナトゥナ海B鉱区においてコスト回収分の当社引取原油が減少、及びオーストラリアのWA-10-L鉱区(グリフィン油田群)の生産量が減少したことによります。2004年3月期の原油の平均販売価格は1バレル29.03ドルで、2003年3月期の27.24ドルと比較して1.79ドル、6.6%の上昇となりました。一方、為替相場が円高に推移し、平均レートは2003年3月期の1ドル122.26円から2004年3月期は113.14円となり、売上の減収要因となりました。

天然ガスは、円高による減収要因があったものの、販売契約の延長に伴い当社の天然ガスの販売シェアが上昇したことなどにより販売数量が増加したこと、及び天然ガスの販売価格が原油価格の上昇に伴い上昇したことから、売上高は増加しました。

### 売上原価

2004年3月期の売上原価は1,058億円となり、2003年3月期の960億円から98億円、10.2%の増加となりました。これは、円高による減少要因があったものの、天然ガスの販売数量増加に伴う操業コストの増加、マハカム沖鉱区における生産井の掘削本数増加による開発コストの増加、及び権益取得に伴いACG油田の売上原価を新規計上したことによります。

### 探鉱費

2004年3月期の探鉱費は116億円となり、2003年3月期の25億円と比べ、91億円の増加となりました。この増加は主に、オーストラリアのWA-285-P鉱区(イクシス)において探鉱井の掘削作業を行ったことによるものです。

### 販売費及び一般管理費

2004年3月期の販売費及び一般管理費は53億円となり、2003年3月期からほぼ横ばいとなりました。これは、2004年3月期は従業員数の増加に伴い、人件費が5億円増加したものの、オーストラリアの税金である資源貸与税が、課税対象額から控除されるWA-285-P鉱区(イクシス)の探鉱費の大幅な増加に伴い、2003年3月期と比較して12億円減少したことによります。

### 減価償却費

2004年3月期の減価償却費は23億円となり、2003年3月期の5億円から18億円の増加となりました。この内訳は、現在生産分と契約で生産段階の子会社である、インベックス南西カスピ海石油株式会社の探鉱開発権の償却額が8億円、インベックスジャワ株式会社の株式取得に伴う探鉱開発権の償却額が11億円となっております。当社グループの生産分と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

2004年3月期のその他収益は155億円となり、2003年3月期の23億円に比べ132億円増加しました。この増加は主に、円高に伴う米ドル建ての長期借入金の期末為替評価益等により、為替差益が108億円となったことによるものです。

### その他費用

2004年3月期のその他費用は146億円となり、2003年3月期の295億円から149億円、50.5%の減少となりました。これは主に、生産物回収勘定として資産計上する生産分と契約で探鉱段階にある子会社の探鉱コストが2003年3月期より減少したことにより、生産物回収勘定引当金繰入額が減少したことによるものです。また、2004年3月期は探鉱段階の新規権益取得が減少したことから、権益取得費用である、探鉱開発権償却が減少したことも減少要因の一つです。



#### 法人税等

2004年3月期の法人税等は603億円となり、2003年3月期の520億円から83億円、16.1%の増加となりました。これは、原油・天然ガスの価格の上昇により、課税所得が増加したことによります。実効税率は2003年3月期の74%から、2004年3月期には64%となりました。「業績に影響を与える要因」の項の「外国法人税」でも説明した通り、法人税のほとんどは海外で納めるため、日本国内で発生した費用は控除対象にならず、これにより実効税率が高くなります。2004年3月期の実効税率が2003年3月期より低下した要因は、2004年3月期に為替差益を計上したものの、当社グループが納付する法人税の大部分を占める外国法人税には影響がなかったことによります。

#### 少数株主損失

2003年3月期の少数株主損失98億円に対して、2004年3月期は3億円の少数株主損失となりました。これは、探鉱子会社のインベックス北カスピ海石油株式会社及びインベックスマセラアラフラ海石油株式会社が前期に引き続き2004年3月期も少数株主損失となった一方、2004年3月期はインベックス南西カスピ海石油株式会社の少数株主利益により、この少数株主損失が相殺されたことによります。

#### 当期純利益

以上の結果、2004年3月期の当期純利益は348億円となり、2003年3月期の279億円から69億円、24.6%の増加となりました。

### 2003年3月期と2002年3月期の比較

#### 売上高

2003年3月期の売上高は2,015億円となり、2002年3月期の1,842億円から173億円、9.4%の増加となりました。原油売上高は693億円となり、2002年3月期と比べ39億円、5.9%増加、天然ガス売上高は1,322億円となり、2002年3月期と比べ135億円、11.3%の増加となりました。

2003年3月期の原油販売量は20.5百万バレルとなり、2002年3月期の22.8百万バレルから10.0%減少しました。これは、原油価格の上昇を受け、マハカム沖鉱区の生産分と契約におけるコスト回収原油が減少したことなどによります。また、2003年3月期の平均為替相場は1ドル122.26円と、2002年3月期の124.41円と比較して円高に推移し、売上の減少要因となったものの、2003年3月期の原油の平均販売価格が1バレル27.24ドルと2002年3月期の1バレル22.80ドルから、4.44ドル上昇したことにより、原油売上高は増加となりました。

天然ガスは、円高による減収要因があったものの、原油価格の上昇に伴う天然ガスの販売価格の上昇、及び、南ナトゥナ海B鉱区が本格的に商業生産を開始したことが寄与し、売上が増加しました。

#### 売上原価

2003年3月期の売上原価は960億円となり、2002年3月期の791億円から169億円、21.3%の増加となりました。円高による減少要因があったものの、天然ガスの生産量増加に伴う操業費の増加、マハカム沖鉱区における開発井の掘削本数の増加、及び、南ナトゥナ海B鉱区の商業生産が本格的に開始されたことによるコストの増加があったことにより、全体で売上原価は増加となりました。

#### 探鉱費

2003年3月期の探鉱費は25億円となり、2002年3月期の27億円と比べ、2億円、8.2%減少しました。これは、アルファ石油株式会社を通じて権益を保有しているオーストラリアの鉱区での探鉱投資が増加したものの、同国のWA-285-P鉱区(イクシス)における探鉱投資が減少したことによります。

#### 販売費及び一般管理費

2003年3月期の販売費及び一般管理費は53億円で、2002年3月期の48億円と比べ5億円、11.2%の増加となりました。この増加は主に、オーストラリアで課税される資源貸与税の増加によるもので、控除対象である生産コストや探鉱コストの減少により課税対象額が増加したことによります。

#### 減価償却費

2003年3月期の減価償却費は、2002年3月期とほぼ横ばいの5億円となりました。

#### その他収益

2003年3月期のその他収益は23億円で、2002年3月期の56億円に比べ、33億円、59.1%減少しました。この減少は主に、2002年3月期は為替差益を34億円計上したのに対し、2003年3月期には円高のため、為替差益が計上されなかったことによります。

#### その他費用

2003年3月期のその他費用は295億円となり、2002年3月期の258億円から37億円、14.5%の増加となりました。これは、持分法による投資損失が2002年3月期より142億円減少したものの、北カスピ海のカシャガン油田における権益の追加取得と同鉱区などにおける探鉱活動の増加により、探鉱開発権償却額及び生産物勘定引当金繰入額が大幅に増加したことによります。なお、2002年3月期の持分法による投資損失の主なもの、インドネシアのタンゲープロジェクトによるものです。

#### 法人税等

2003年3月期の法人税等は、2002年3月期からほぼ横ばいの520億円となりました。実効税率は2002年3月期の68%から、2003年3月期には74%となりました。実効税率が上昇した要因は、2003年3月期に為替差損を計上したものの、当社グループが納付する法人税の大部分を占める外国法人税では、この損失が控除対象とならなかったことによります。

#### 少数株主損失

2002年3月期は27億円の少数株主損失から、2003年3月期は98億円の少数株主損失となりました。これは、探鉱子会社のインペックス北カスピ海石油株式会社及びインペックスマセラアラフラ海石油株式会社で多額の探鉱コストが発生したことにより、少数株主損失を計上したことによります。

#### 当期純利益

以上の結果、2003年3月期の当期純利益は279億円となり、2002年3月期の276億円から3億円、1.1%の増加となりました。

## 生産物回収勘定の分析

前述の通り、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を生産物回収勘定に計上されます。2002年、2003年及び2004年3月期の生産物回収勘定の増減は以下の通りとなっております。

生産物回収勘定	(百万円)		
	3月31日に終了する連結会計年度		
	2002	2003	2004
期首残高	¥ 84,457	¥ 97,201	¥136,441
加算：探鉱コスト	9,684	15,552	13,743
開発コスト	30,468	57,634	84,848
操業コスト	24,911	28,654	34,242
その他	-	1,948	30,692
減算：生産物回収勘定（資本支出）の回収額	12,716	14,212	21,744
生産物回収勘定（非資本支出）の回収額	39,584	49,476	60,008
その他	19	860	9,446
期末残高	¥ 97,201	¥136,441	¥208,768
生産物回収勘定引当金（期末残高）	¥(27,127)	¥(42,838)	¥(44,676)

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、通常操業コスト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)の回収額に計上されているからです。

### 2004年3月期と2003年3月期の比較

2004年3月期の探鉱コストは、2003年3月期に比べ減少しました。個別のプロジェクトでは、北カスピ海プロジェクトにおいて2003年3月期よりも探鉱コストが増加したものの、インドネシアのマセラ鉱区では2003年3月期に発生した探鉱井の掘削がなかったことにより、探鉱コストが減少しています。一方2004年3月期の開発コストは、2003年3月期に比べ大幅に増加しました。これは、ACGプロジェクトの開発コストを2004年3月期より計上したこと、及び、マハカム沖鉱区における開発井の掘削作業が増加したことによります。また、2004年3月期の操業コストは、2003年3月期に比べ増加しました。これは、2004年3月期にマハカム沖鉱区及び南ナトゥナ海B鉱区で増加したことに加え、ACG油田の操業コストも発生したことによります。2004年3月期の加算・その他の増加は、ACG油田の権益取得時に増加した生産物回収勘定の金額です。

2004年3月期のコスト回収は主に、マハカム沖鉱区、南ナトゥナ海B鉱区及びACG油田によるものです。2003年3月期と比べコスト回収額が増加した要因は、ACG油田の権益取得により同プロジェクトにおけるコスト回収額が増加したことによるものです。また2004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。

### 2003年3月期と2002年3月期の比較

2003年3月期の探鉱コストは、北カスピ海及びマセラ鉱区での探鉱投資の増加により、2002年3月期と比べ増加しました。南ナトゥナ海B鉱区での開発投資の増加やマハカム沖鉱区での開発井の掘削の増加により開発コストも増加しました。操業コストは主にマハカム沖鉱区において増加しております。2003年3月期の増加・その他は、北カスピ海における権益の追加取得時に増加した生産物回収勘定の金額です。

2003年3月期のコスト回収は、主にマハカム沖鉱区及び南ナトゥナ海B鉱区によるもので、回収額が2002年3月期と比較して増加したのは、同鉱区でのコスト回収額の増加によるものです。

## 流動性及び資金の源泉

### 資金の源泉

当社グループは主に、営業活動から得られる資金、長期借入金、独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構（資源機構）による当社の子会社に対する出資金などを資金の源泉としております。当社グループは今後数年間に、南西カスピ海のACG油田、イランのアザデガン油田、北カスピ海のカシャガン油田などの開発をはじめとした、プロジェクトの権益取得、探鉱、開発投資を積極的に推進する計画であり、そのために大規模な投資が必要となります。当社グループでは上記の資金の源泉以外に、今後は市場の状況等を勘案しながら、国内外における社債や株式の発行、ノンリコースのプロジェクトファイナンス、プロジェクト権益の売却により、時にはこれらの手法を組み合わせながら資金調達を行う可能性があります。

当社グループでは、既存・新規の原油・天然ガスプロジェクトに対して的確なタイミングで投資を行うことができるよう、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ます。このため、手許資金は、日本国債などの安全性、流動性の高い金融商品に投資することを原則としています。

当社グループでは、探鉱段階にある原油・天然ガスプロジェクトの必要資金は、営業活動から得られる資金及び石油公団（今後は資源機構の予定）の出資金により賄い、開発段階にあるプロジェクトは、営業活動から得られる資金や長期借入金によって賄っております。また、原油・天然ガスプロジェクトの権益取得のための資金は、営業活動から得られる資金、石油公団（今後は資源機構の予定）からの出資金、長期借入金によって賄っております。また、長期借入れは国際協力銀行と日本の民間の銀行から行っており、この長期借入金の一部は石油公団（今後は資源機構）が債務保証を行っております。国際協力銀行は、日本の政府系金融機関で、業務の一つとして、海外における天然資源開発のための資源金融を行っております。現在、エネルギー危機に陥った場合に日本へ原油及び天然ガスを供給することを条件に、借入総額のうち70%を上限として国際協力銀行より借入れを行っております。民間銀行からの借入れは、現時点でみずほコーポレート銀行及び東京三菱銀行から行っております。2004年3月期の長期借入金の残高は1,694億円で、そのうち561億円に対して石油公団が債務保証を行っております。

資源機構は石油公団の業務を引き継ぎ、日本企業の原油・天然ガスプロジェクトに対して資金援助を行う機関です。石油公団は、日本へのエネルギー供給を促進させるための税金利用が効率的ではなかったという批判を受け、資源機構は資金援助を行う際に、申請されたプロジェクトの採算性についてより厳密に審査を行うこととなりました。今後も資源機構からの資金援助は、当社グループの有効な資金の源泉となりますが、現段階では資源機構がプロジェクトの採算性についての審査基準を厳しくすることにより、当社グループの資金調達にどのような影響を及ぼすかについての判断はできません。

子会社、関連会社の開発費・権益取得費について、国際協力銀行協調融資を活用し、石油公団（今後は資源機構）と当社で分担保証をしていますが、国際協力銀行に対しては、子会社、関連会社の収入が万が一止まっても、半年ごとの元金返済利息支払に支障がないよう、半年分の支払相当額について、定期預金担保を差し入れています。2004年9月30日現在の担保預金の残高は86億円です。国際協力銀行からは今後も預金担保により当社グループの将来の開発投資のための資金調達を行う予定であり、当社グループが2期連続営業赤字を計上する等の経営不振に陥ることのない限りは、現在の担保のまま資金供給を受ける予定です。

当社グループの支出計画や投資計画について、将来の営業キャッシュ・フロー、資源機構からの出資金、国際協力銀行や民間銀行からの借入金及びこれに対する資源機構の債務保証、債券の発行、エクイティ・ファイナンスなど、市場の状況に応じて、十分な資金源を確保していると考えております。

## 原油・天然ガスプロジェクト関連コスト

当社グループは生産分与契約において、プロジェクトの段階に関係なく回収可能コスト全額を生産物回収勘定として資産に計上し、その後各生産分与契約に則ってコスト回収分を費用化する会計方針を採っております。それらのコストについては、探鉱コスト、開発コスト、操業コストに細分化されます。

以下の表は、オペレーターから入手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。

- 権益取得コストには、鉱業権及び探鉱開発権の取得費用、サイン・ボーナスに加え、新規権益取得により増加した生産物回収勘定が含まれます。
- 探鉱コストには、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一般管理費も探鉱コストに含まれております。
- 開発コストには、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。
- 操業コストには、採集費、輸送費、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)または政府より開発承認が下りているプロジェクトで発生した一般管理費も操業コストとして計上されます。

探鉱コスト及び開発コスト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。

- 次頁の表では、当社グループのノンオペレーターのプロジェクトの場合、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。
- 次頁の表のコスト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一般管理費は、探鉱コスト及び開発コスト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、このような一般管理費が探鉱コスト及び開発コストから必ずしも控除されているわけではありません。

2002年、2003年及び2004年3月期の費用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、%)					
	2002		2003		2004	
探鉱コスト	¥12,383	15.7%	¥ 18,030	15.3%	<b>¥ 25,296</b>	<b>16.3%</b>
開発コスト	38,151	48.3	67,161	57.2	<b>92,348</b>	<b>59.4</b>
小計	50,534	64.0	85,191	72.5	<b>117,644</b>	<b>75.7</b>
操業コスト	28,393	36.0	32,249	27.5	<b>37,685</b>	<b>24.3</b>
合計	¥78,927	100.0%	¥117,440	100.0%	<b>¥155,329</b>	<b>100.0%</b>

2002年、2003年及び2004年3月期の地域別の探鉱コスト及び開発コスト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、%)					
	2002		2003		2004	
アジア・オセアニア	¥46,085	91.2%	¥76,472	89.7%	<b>¥ 85,286</b>	<b>72.5%</b>
中東	1,116	2.2	1,333	1.6	<b>1,106</b>	<b>0.9</b>
カスピ海エリア、その他	3,333	6.6	7,386	8.7	<b>31,252</b>	<b>26.6</b>
合計	¥50,534	100.0%	¥85,191	100.0%	<b>¥117,644</b>	<b>100.0%</b>

2002年、2003年及び2004年3月期の地域別の操業コスト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、%)					
	2002		2003		2004	
アジア・オセアニア	¥26,469	93.2%	¥30,309	94.0%	<b>¥34,391</b>	<b>91.3%</b>
中東	1,924	6.8	1,940	6.0	<b>2,019</b>	<b>5.3</b>
カスピ海エリア、その他	-	-	-	-	<b>1,275</b>	<b>3.4</b>
合計	¥28,393	100.0%	¥32,249	100.0%	<b>¥37,685</b>	<b>100.0%</b>

2004年3月期のコスト合計額は1,553億円となり、2003年3月期の1,174億円と比較して379億円、32%の増加となりました。これは主に、オーストラリアのWA-285-P鉱区(イクシス)における探鉱井の掘削、インドネシアのマハカム沖鉱区における開発井の掘削の増加に、ACG油田における開発投資が新たに加わったことによるものです。2003年3月期のコスト合計額は1,174億円となり、2002年3月期の789億円から385億円、49%の増加となりました。この増加は主に、インドネシアのマセラ鉱区及び北カスピ海において探鉱井の掘削を行ったことや、インドネシアの南ナトゥナ海B鉱区で開発投資を本格化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コスト

2002年、2003年及び2004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コスト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、%)					
	2002		2003		2004	
アジア・オセアニア	¥1,777	100.0%	¥ 336	4.3%	¥ 3,252	2.0%
中東	-	-	-	-	44	0.0
カスピ海エリア、その他	-	-	7,557	95.7	164,496	98.0
合計	¥1,777	100.0%	¥7,893	100.0%	¥167,792	100.0%

2004年3月期の権益取得コストは1,678億円となり、2003年3月期の79億円から、ACG油田の権益取得により、1,599億円増加しました。2003年3月期の権益取得コストは79億円となり、2002年3月期の18億円から、北カスピ海エリアにおける権益の追加取得により、61億円増加しました。

## 長期借入金の返済期限

2004年3月31日現在の長期借入金の返済予定は以下の通りとなっております。

3月31日に終了する連結会計年度	(百万円、百万米ドル)		
	負債の通貨		
	米ドル	円	円換算額
2005年	\$ 1.1	¥ -	¥ 118
2006年	34.9	-	3,688
2007年	121.1	-	12,793
2008年	154.3	-	16,300
2009年以降	1,064.6	24,066	136,526
合計	\$1,376.0	¥24,066	¥169,425

当社グループは国際協力銀行をはじめとする金融機関から多額の長期借入金を調達しており、また今後も借入れが増加する見込みです。なお、今後数年間は、長期借入金の多額の返済を行う予定はありません。これらの長期借入金は、各プロジェクトに紐付けて調達しており、当該プロジェクトの生産開始後に返済期限が到来するようにしております。

## 過去のキャッシュ・フロー

2002年、2003年、2004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)		
	2002	2003	2004
営業活動からのキャッシュ・フロー	¥ 51,827	¥ 51,282	¥ 44,464
投資活動からのキャッシュ・フロー	(39,624)	(40,533)	(218,121)
財務活動からのキャッシュ・フロー	9,444	21,238	151,120
現金及び現金同等物の期末残高	49,775	78,414	54,582

#### 営業活動からのキャッシュ・フロー

2004年3月期の営業活動から得られた現金は445億円となり、2003年3月期の513億円と比較して68億円の減少となりました。これは主に、WA-285-P鉱区(イクシス)における探鉱費の増加が、原油価格の上昇による利益の増加を上回ったことによるものです。

2003年3月期の営業活動の結果得られた資金は513億円となり、2002年3月期の518億円と比較して5億円減少しております。これは、原油価格の上昇により利益が増加したものの、マセラ沖鉱区及び北カスピ海における探鉱井の掘削活動への支出が若干上回ったことによるものです。

運転資金は2002年3月31日現在で814億円、2003年3月31日現在で918億円、2004年3月31日現在で781億円となっております。

#### 投資活動からのキャッシュ・フロー

投資活動に使用した現金は、2004年3月期が2,181億円で、2003年3月期の405億円と比較して1,776億円の増加となりました。この増加は主に、ACG油田の権益を10%取得したことによるものです。

2003年3月期の投資活動の結果使用した資金は、2002年3月期の396億円から9億円増加し、405億円となりました。生産物回収勘定の資本支出は、2002年3月期の191億円から、2003年3月期は南ナトゥン海B鉱区における開発活動の増加などによって394億円となったものの、有価証券及び投資有価証券の売却による収入により、ほぼ相殺されております。

#### 財務活動からのキャッシュ・フロー

2004年3月期の財務活動から得られた現金は1,511億円となり、2003年3月期の212億円と比較して1,299億円の増加となりました。これは主に、ACG油田の権益取得のため、長期借入金や少数株主の増資により資金調達したことによるものです。

2003年3月期の財務活動の結果得られた資金は212億円となり、2002年3月期の94億円と比較して118億円増加しました。これは主に、北カスピ海の権益を追加取得したことに加え、同地域とマセラ沖鉱区において探鉱投資を増加させるため、少数株主の増資引受による払込額が72億円増加したことによるものです。

## マーケットリスク

当社グループの主なマーケットリスクは、原油・天然ガス価格の変動、為替相場の変動、金利変動のリスクです。

### 価格変動リスク

原油価格と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、あるい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強く受けます。

当社の売上・利益に与える価格変動の影響は大変複雑で、その要因として以下の点があげられます。

- 天然ガスの販売価格は原油価格に連動していますが正比例していません。
- 売上・利益は売上計上時の価格を基に決定されるため、実際の取引価格と期中平均価格は必ずしも一致しません。
- 売上・利益は原油価格だけでなく、契約で定められている当該年度のコスト回収額にも影響されます。

現時点では、原油価格と天然ガス価格の変動によるマーケットリスクに対してヘッジを行っておりません。しかしながら、原油価格が一定以下に下落した場合のリスクをヘッジするフロアオプションの購入について、原油価格が大幅に下落しても当社グループプロジェクト向けの借入金の返済が確実に行えるよう、オプション料とその効果のバランスを考慮しながら検討しております。

参考までに、以下に原油価格の変動が当期純利益に与える影響についての分析結果を示します。ただし、本分析により算出された金額は、あくまでも分析目的のものです。市場環境の変化や、当社グループの投資行動の変化、場合によっては当社グループの戦略に基づく変化から生じる予見し得ない状況によって当社グループが受ける影響の度合いも変化するため、この分析結果を今後生じる事象や実績にそのまま当てはめて予測することはできません。

原油価格の変動が当社の当期純利益に与える影響額の算出では、2004年3月期の連結財務諸表の数値を用いております。

分析結果は、原油価格1バレル当たり1米ドルの変動があった場合、2004年3月期の当期純利益の変動額はおおよそ20億円となりました。

本分析結果に関する注意点は以下の通りです。

- 本分析の結果は、2004年3月期の連結決算を基に作成したシミュレーション結果であり、将来の業績予想にそのまま用いることはできません。販売量、開発費、投資額やその他の変動要素は昨年実績と連続性がなく、異なっております。したがって、2005年3月期の連結決算に基づいて分析した場合、異なる結果となるものと予想されます。
- 仮に2004年3月期の原油価格が実際の原油価格と著しく異なっていたとした場合、当期純利益に与える影響は上記の金額よりも小さくなっていただろうと考えられます。これは、当社グループの天然ガスプロジェクトに関する販売契約では、原油価格が一定水準以上に変動した場合、その影響を小さくするように天然ガスの販売価格を設定しているためです。

#### 外国為替変動リスク

当社グループは外国為替変動のリスクが存在します。円高は当社の売上高及び当期純利益の減少要因となりますが、一方で当社グループの長期借入金の大半はドル建てのため、円高による為替差益が生じます。また、原油や天然ガスの売り上げは、売上日の為替レートで換算されるのに対し、ドル建ての借入金を時価評価する際に生じる為替差損益は、期首の為替レートまたは借入日の為替レートと期末の為替レートの差額で決まります。そのため、借入金の時価評価にかかる為替差損益は期中平均為替レートの変動には影響されません。このような為替レートの変動によるプラス要因とマイナス要因の影響は互いに打ち消す関係にあります。2004年3月期に為替レートが1ドル当たり1円変化したことによる影響は為替リスク全体のなかでほぼ均衡しておりました。当社グループは現在為替リスクに対するヘッジを行っておりませんが、将来必要な状況となれば検討を行います。

#### 金利変動リスク

当社グループは長期借入金に対する金利変動リスクが存在します。金利が上昇すると、新規の借入コストや変動金利建借入にかかる金利コストが上昇します。当社グループの借入れの大半は6ヵ月LIBORベースの変動金利建長期借入です。短期借入はありません。現時点では、金利スワップやその他のデリバティブ商品を用いて金利上昇リスクをヘッジする予定はありませんが、将来必要に応じて利用する可能性があります。急激な金利上昇局面では、借入金にかかる金利変動リスクのヘッジ手段として、必要な費用と将来の金利の変動を勘案しながら金利スワップやオプションなどの取引を利用する可能性もあります。

## 連結貸借対照表

国際石油開発株式会社及び子会社  
2003年及び2004年3月31日現在

<資産>	百万円		千米ドル(注3)
	2003	2004	2004
<b>流動資産</b>			
現金及び現金同等物	¥ 78,414	¥ 54,582	\$ 516,728
受取手形及び売掛金	15,789	19,265	182,382
有価証券(注4)	20,865	18,979	179,674
たな卸資産	1,373	893	8,454
繰延税金資産(注6)	54	43	407
その他	2,610	13,212	125,078
貸倒引当金	(28)	(22)	(208)
	119,077	106,952	1,012,515
<b>有形固定資産</b>			
建物及び構築物	8,123	9,160	86,718
坑井	7,230	8,508	80,545
機械装置及び運搬具	15,910	15,896	150,488
土地	4,014	4,002	37,887
その他	15,998	20,722	196,175
	51,275	58,288	551,813
減価償却累計額	(21,405)	(23,146)	(219,123)
	29,870	35,142	332,690
<b>無形固定資産</b>			
探鉱開発権	—	134,367	1,272,054
鉱業権	811	651	6,163
連結調整勘定	3,036	2,868	27,151
その他	38	23	218
	3,885	137,909	1,305,586
<b>投資その他の資産</b>			
投資有価証券(注4)	96,174	79,371	751,406
探鉱投資等引当金	(7,369)	(5,710)	(54,057)
	88,805	73,661	697,349
生産物回収勘定	136,441	208,768	1,976,408
生産物回収勘定引当金	(42,838)	(44,676)	(422,948)
	93,603	164,092	1,553,460
長期貸付金	54	52	492
繰延税金資産(注6)	1,498	4,205	39,809
その他	2,085	3,615	34,223
貸倒引当金	(130)	(330)	(3,124)
	185,915	245,295	2,322,209
<b>資産合計</b>	<b>¥338,747</b>	<b>¥525,298</b>	<b>\$4,973,000</b>

連結財務諸表の注記を参照。

<負債及び資本>	百万円		千米ドル(注3)
	2003	2004	2004
<b>流動負債</b>			
買掛金	¥ 3,539	¥ 3,273	\$ 30,985
一年以内返済予定の長期借入金(注5)	132	118	1,117
未払法人税等(注6)	8,293	8,372	79,258
その他	15,311	17,132	162,189
	27,275	28,895	273,549
<b>固定負債</b>			
長期借入金(注5)	46,865	169,307	1,602,831
繰延税金負債(注6)	2,694	10,314	97,643
退職給付引当金	792	784	7,422
役員退職慰労引当金	645	512	4,847
その他	6,012	4,493	42,535
	57,008	185,410	1,755,278
負債合計	84,283	214,305	2,028,827
少数株主持分	894	32,879	311,266
<b>資本(注7)</b>			
無額面普通株式	29,460	29,460	278,898
授權株式の総数— 600,000株			
発行済株式の総数— 589,200株			
利益剰余金	220,853	249,628	2,363,230
その他有価証券評価差額金	410	154	1,458
為替換算調整勘定	2,847	(1,128)	(10,679)
資本合計	253,570	278,114	2,632,907
偶発債務(注13)			
負債及び資本合計	¥338,747	¥525,298	\$4,973,000

## 連結損益計算書

国際石油開発株式会社及び子会社

2002年、2003年及び2004年3月31日終了の連結会計年度

	百万円			千米ドル(注3)
	2002	2003	2004	2004
売上高	¥184,204	¥201,533	¥218,831	\$2,071,675
売上原価	79,121	95,997	105,759	1,001,221
売上総利益	105,083	105,536	113,072	1,070,454
探鉱費	2,700	2,478	11,552	109,363
販売費及び一般管理費(注10)	4,799	5,336	5,314	50,308
減価償却費	535	452	2,330	22,058
営業利益	97,049	97,270	93,876	888,725
その他収益				
受取利息	1,465	1,310	1,575	14,911
為替差益	3,419	-	10,761	101,874
権益譲渡収入	-	272	1,497	14,172
持分法による投資利益	-	-	453	4,289
その他	697	702	1,217	11,521
	5,581	2,284	15,503	146,767
その他費用				
支払利息	267	689	1,817	17,202
投資有価証券評価損	36	26	-	-
持分法による投資損失	15,758	1,503	-	-
生産物回収勘定引当金繰入額	7,132	16,234	10,057	95,210
探鉱開発権償却	1,777	5,945	746	7,062
為替差損	-	2,538	-	-
その他	804	2,568	1,986	18,801
	25,774	29,503	14,606	138,275
法人税等及び少数株主持分調整前当期純利益	76,856	70,051	94,773	897,217
法人税等(注6)				
法人税、住民税及び事業税	51,093	51,143	55,081	521,452
法人税等調整額	809	810	5,237	49,579
	51,902	51,953	60,318	571,031
少数株主損失	(2,652)	(9,814)	(327)	(3,096)
当期純利益(注8)	¥ 27,606	¥ 27,912	¥ 34,782	\$ 329,282

連結財務諸表の注記を参照。



## 連結株主持分計算書

国際石油開発株式会社及び子会社

2002年、2003年及び2004年3月31日終了の連結会計年度

	百万円				
	普通株式	利益剰余金	その他 有価証券 評価差額金	為替換算 調整勘定	資本合計
<b>2001年3月31日残高</b>	¥29,460	¥178,840	¥ -	¥ -	¥208,300
当期純利益	-	27,606	-	-	27,606
現金配当金	-	(7,365)	-	-	(7,365)
取締役及び監査役賞与	-	(124)	-	-	(124)
その他有価証券評価差額金	-	-	730	-	730
為替換算調整勘定	-	-	-	1,678	1,678
<b>2002年3月31日残高</b>	29,460	198,957	730	1,678	230,825
当期純利益	-	27,912	-	-	27,912
現金配当金	-	(5,892)	-	-	(5,892)
取締役及び監査役賞与	-	(124)	-	-	(124)
その他有価証券評価差額金	-	-	(320)	-	(320)
為替換算調整勘定	-	-	-	1,169	1,169
<b>2003年3月31日残高</b>	29,460	220,853	410	2,847	253,570
当期純利益	-	34,782	-	-	34,782
現金配当金	-	(5,892)	-	-	(5,892)
取締役及び監査役賞与	-	(115)	-	-	(115)
その他有価証券評価差額金	-	-	(256)	-	(256)
為替換算調整勘定	-	-	-	(3,975)	(3,975)
<b>2004年3月31日残高</b>	¥29,460	¥249,628	¥ 154	¥(1,128)	¥278,114

	千米ドル(注3)				
	普通株式	利益剰余金	その他 有価証券 評価差額金	為替換算 調整勘定	資本合計
<b>2003年3月31日残高</b>	\$278,898	\$2,090,817	\$ 3,881	\$ 26,953	\$2,400,549
当期純利益	-	329,282	-	-	329,282
現金配当金	-	(55,780)	-	-	(55,780)
取締役及び監査役賞与	-	(1,089)	-	-	(1,089)
その他有価証券評価差額金	-	-	(2,423)	-	(2,423)
為替換算調整勘定	-	-	-	(37,632)	(37,632)
<b>2004年3月31日残高</b>	\$278,898	\$2,363,230	\$ 1,458	\$(10,679)	\$2,632,907

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

国際石油開発株式会社及び子会社

2002年、2003年及び2004年3月31日終了の連結会計年度

	百万円			千米ドル(注3)
	2002	2003	2004	2004
<b>営業活動からのキャッシュ・フロー</b>				
法人税等及び少数株主持分調整前当期純利益	¥ 76,856	¥ 70,051	¥ 94,773	\$ 897,217
減価償却費	2,710	2,464	4,049	38,332
固定資産除売却損(益)	32	(15)	58	549
連結調整勘定償却額	169	169	169	1,600
貸倒引当金	4	14	123	1,164
生産物回収勘定引当金	7,158	16,356	11,284	106,826
退職給付引当金	68	163	(141)	(1,335)
受取利息及び受取配当金	(1,594)	(1,405)	(1,711)	(16,198)
支払利息	266	690	1,816	17,192
有価証券売却益	(4)	(17)	-	-
有価証券売却損	-	2	-	-
投資有価証券評価損	35	26	-	-
為替差損(益)	(834)	1,977	(11,980)	(113,415)
持分法による投資損失(利益)	15,758	1,503	(452)	(4,279)
権益譲渡益	-	-	(1,497)	(14,172)
投資有価証券売却益	(31)	(242)	(63)	(596)
投資有価証券売却損	-	64	-	-
受取手形及び売掛金	(600)	(2,259)	(2,521)	(23,866)
生産物回収勘定(資本支出)の回収額	12,716	14,212	21,744	205,851
生産物回収勘定(非資本支出)	(6,307)	(14,685)	(13,828)	(130,910)
たな卸資産	(344)	(567)	480	4,544
買掛金	1,016	(459)	(266)	(2,518)
その他未収入金	(1,001)	(1,555)	(389)	(3,683)
未払金	1,809	1,829	541	5,121
長期未払金	(1,007)	1,410	(741)	(7,015)
前受金	(613)	4,795	(2,160)	(20,449)
取締役及び監査役賞与の支払額	(124)	(124)	(114)	(1,079)
その他	(951)	1,871	(826)	(7,820)
小計	105,187	96,268	98,348	931,061
利息及び配当金の受取額	2,562	2,397	2,471	23,393
利息の支払額	(253)	(718)	(1,322)	(12,515)
法人税等の支払額	(55,669)	(46,665)	(55,033)	(520,998)
営業活動から得られた現金(純額)	51,827	51,282	44,464	420,941
<b>投資活動からのキャッシュ・フロー</b>				
短期投資の減少額	260	90	-	-
有価証券の取得による支出	(41,469)	(2,424)	-	-
有価証券の売却による収入	83,083	38,691	20,707	196,033
有形固定資産の取得による支出	(8,348)	(8,916)	(8,920)	(84,446)
有形固定資産の売却による収入	-	237	22	208
無形固定資産の取得による支出	(15)	(5)	-	-
投資有価証券の取得による支出	(56,878)	(59,676)	(19,661)	(186,130)
投資有価証券の売却による収入	1,538	29,864	3,685	34,886
生産物回収勘定(資本支出)の支出	(19,153)	(39,412)	(58,997)	(558,525)
子会社株式の追加取得による支出	-	-	(633)	(5,992)
短期貸付金の純減少額	222	(8)	1	10
長期貸付金の実行による支出	-	(8)	-	-
長期貸付金の回収による収入	5	4	2	19
権益取得による支出	-	-	(163,511)	(1,547,960)
権益譲渡による収入	-	-	3,052	28,893
連結範囲変更に伴う株式の取得	-	-	3,992	37,792
その他	1,131	1,022	2,140	20,259
投資活動に使用した現金(純額)	(39,624)	(40,533)	(218,121)	(2,064,953)
<b>財務活動からのキャッシュ・フロー</b>				
長期借入れによる収入	14,256	17,381	136,028	1,287,778
長期借入金の返済による支出	(116)	(148)	(195)	(1,846)
少数株主の増資引受による払込額	2,669	9,901	30,320	287,039
配当金の支払額	(7,365)	(5,892)	(5,892)	(55,780)
預金担保差入による支出	-	-	(9,140)	(86,528)
その他	-	(4)	(1)	(9)
財務活動から得られた現金(純額)	9,444	21,238	151,120	1,430,654
現金及び現金同等物に係る換算差額	999	(3,348)	(1,295)	(12,260)
現金及び現金同等物の純増加額(純減少額)	22,646	28,639	(23,832)	(225,618)
現金及び現金同等物の期首残高	27,129	49,775	78,414	742,346
現金及び現金同等物の期末残高	¥ 49,775	¥ 78,414	¥ 54,582	\$ 516,728

連結財務諸表の注記を参照。

# 連結財務諸表の注記

国際石油開発株式会社及び子会社

## 1. 作成の基礎

国際石油開発株式会社(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、当社の発行済株式の50%は石油公団が保有しております。

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、日本の証券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) 連結の基本方針ならびに非連結子会社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。

多くの連結子会社の決算日は12月31日であり、当社の連結決算日とは異なりますが、連結子会社の決算日現在の財務諸表に基づいて連結しております。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。

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、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全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、負債、収益及び費用は、貸借対照表日の為替相場により円貨に換算しており、資本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、資本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全てその他有価証券に分類しております。その他有価証券のうち市場性のある有価証券は公正価値で評価し、未実現損益の変動は、適用される税額控除後の金額で資本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原価で評価しております。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

たな卸資産は主として総平均法による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

生産分と契約に基づき探鉱、開発及び生産段階で行われた現金投資は、同契約によって回収対象となる場合には生産物回収勘定に計上しております。同契約に基づく生産物(原油及び天然ガス)を受け取った場合には、生産物購入コストに相当する金額(すなわち、投資のコスト回収部分)を生産物回収勘定から減額しております。

これらの投資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段階での投資の損失に備えるため、生産物回収勘定引当金を計上しております。なお、生産物回収勘定引当金は、個別に回収可能性を勘案し計上しております。

**(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上計上しております。

**(i) 有形固定資産**

有形固定資産の減価償却の方法は主として定率法によっておりますが、1998年4月1日以降に取得した建物については定額法を採用しております。なお、償却率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。また、国内連結子会社2社は、鉱業用資産の一部について生産高比例法を採用しております。

**(j) 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事業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。

資産化されたソフトウェア関連のコストについては、5年間で均等償却しております。

その他の無形固定資産は定額法によって償却しております。

**(k) 退職給付引当金**

当社及び連結子会社の退職給付制度は退職一時金のみとなっております。当該退職一時金はほぼ全従業員を対象としており、金額は基本給、勤続年数、退職事由に基づき計算しております。

退職給付引当金は、当連結会計年度末における全従業員の自己都合要支給額を計上しております。

また、当社及び一部の連結子会社の取締役及び監査役は慣例として、非積立式退職給付制度による退職一時金を支給されることとなっており、役員退職慰労引当金は期末要支給見積額を計上しております。

**(l) 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。

**(m) 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。

**(n) 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。

**(o) デリバティブ金融商品**

当社は市場金利の変動及び原油価格の変動から生じるリスク管理をするために種々のデリバティブ取引を行っております。デリバティブ金融商品は公正価値で評価し、未実現損益の変動は利益または損失として計上しております。ただし、繰延ヘッジ会計の要件を満たす場合には、当該未実現損益は資産または負債として繰り延べております。

**(p) 利益処分**

日本の商法においては、特定の事業年度に係る利益処分は、事業年度終了後に開催される株主総会の決議により行われます。従って、各事業年度の財務諸表にはこのような利益処分は反映されておられません。

**(q) 最近の会計基準の公表**

**固定資産の減損**

2002年8月に、新たに「固定資産の減損に係る会計基準」が公表され、2005年4月1日以降に開始する事業年度から適用されることになりました。2004年4月1日以降に開始する事業年度から早期適用することが認められており、さらに、2004年3月31日から2006年3月30日まで終了する事業年度においても適用することが認められております。新基準は、有形及び無形固定資産を原価から減価償却額を控除した金額で計上し、固定資産の帳簿価額を回収することができないかもしれないことを示すような事象もしくは状況の変化があった場合には、減損が生じたかどうかの検討をすることを要求しております。会社は、もし、資産の減損が生じたことを示す兆候があり、資産の帳簿価額が、その資産が将来生み出すキャッシュ・フローの割引前合計額を超える場合には、減損損失を損益計算書上で計上することが求められます。新基準では、帳簿価額を回収可能価額まで減額し、当該減少額を減損損失として計上致します。回収可能価額は、(1)

資産の時価から処分費用見込額を控除して算定された正味売却価額と、(2)資産の継続的使用と使用後の処分によって生ずると見込まれる将来キャッシュ・フローの現在価値である使用価値のいずれが高い方の金額となっております。この基準は、土地、設備、建物、及びその他所有資産、ならびに無形固定資産を対象としております。固定資産はほかの資産グループのキャッシュ・フローから概ね独立したキャッシュ・フローを生み出す最小の単位にグルーピングすることとなっております。

2003年10月に企業会計基準委員会は固定資産の減損に係る会計基準の適用指針を公表しております。新しい適用指針に従って、当社及び連結子会社は契約単位での生産物回収勘定を含め、その資産について検討を行う予定となっております。固定資産の減損に係る新しい会計基準は現在の適用指針によれば当社の財政状態あるいは経営成績に重要な影響を与えないものと考えております。

#### 企業結合

企業結合に係る新会計基準が2003年10月に公表され、2006年4月1日以後開始する事業年度から適用されます。新基準では企業結合の会計処理は原則としてパーチェス法によることとされており、持分プーリング法は特定の企業結合に限られております。

当社はジャパン石油開発株式会社の取得を新基準に従いパーチェス法により会計処理しております。(注16参照)

### 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、2004年3月31日の換算レートである1ドル105円63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) 2003年及び2004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。

2003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	¥ 77	¥ 84	¥ 7
債券	56,439	56,876	437
小計	56,516	56,960	444
連結貸借対照表計上額が取得原価を超えないもの：			
株式	195	180	(15)
債券	21,405	21,398	(7)
小計	21,600	21,578	(22)
合計	¥78,116	¥78,538	¥422

2004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	¥ 210	¥ 282	¥ 72	\$ 1,988	\$ 2,670	\$ 682
債券	35,950	36,076	126	340,339	341,531	1,192
小計	36,160	36,358	198	342,327	344,201	1,874
連結貸借対照表計上額が取得原価を超えないもの：						
株式	77	70	(7)	729	663	(66)
債券	27,363	27,330	(33)	259,046	258,733	(313)
小計	27,440	27,400	(40)	259,775	259,396	(379)
合計	¥63,600	¥63,758	¥158	\$602,102	\$603,597	\$1,495

(b) 2002年、2003年及び2004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
	2002	2003	2004	2004
売却額	¥84,620	¥68,555	¥24,391	\$230,910
売却益の総額	35	259	63	596
売却損の総額	-	65	-	-

(c) 2003年及び2004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
	2003	2004	2004
その他有価証券：			
非上場株式 <sup>(注)</sup>	¥12,685	¥17,402	\$164,745
信託受益権	3,529	3,509	33,220
合計	¥16,214	¥20,911	\$197,965

(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、探鉱投資等引当金を計上しております。

(d) 2004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。

2004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	1年以内	1年超 5年以内	5年超 10年以内
債券						
国債・地方債等	¥10,645	¥43,537	¥-	\$100,776	\$412,165	\$-
社債	4,824	4,398	-	45,669	41,636	-
その他	3,510	-	-	33,229	-	-
合計	¥18,979	¥47,935	¥-	\$179,674	\$453,801	\$-

## 5. 長期借入金

2003年及び2004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
	2003	2004	2004
利率1.055%から2.150%、返済期限 最長 2016年の銀行等からの借入金			
担保付	¥ -	¥ 83,090	\$ 786,614
無担保	46,997	86,335	817,334
	46,997	169,425	1,603,948
1年以内返済予定の長期借入金	132	118	1,117
	¥46,865	¥169,307	\$1,602,831

2003年及び2004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
	2003	2004	2004
その他資産（制限付預金）	¥-	¥ 9,140	\$ 86,528
投資有価証券	-	2,722	25,770
	¥-	¥11,862	\$112,298



長期借入金の2004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
2005年	¥ 118	\$ 1,117
2006年	3,688	34,914
2007年	12,793	121,112
2008年	16,300	154,312
2009年	14,207	134,498
2010年以降	122,319	1,157,995
	¥169,425	\$1,603,948

## 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、法定税率は2002年、2003年及び2004年3月31日終了の連結会計年度とも36.2%となっております。

2002年、2003年及び2004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と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	2002	2003	2004
法定実効税率	36.2%	36.2%	36.2%
永久差異	0.1	0.1	0.1
評価性引当額	2.2	6.3	0.7
外国税額控除	(34.1)	(40.5)	(29.5)
外国税	64.5	68.9	54.0
持分法投資損益	0.5	0.7	(0.6)
その他	(1.9)	2.5	2.7
法人税等負担率	67.5%	74.2%	63.6%

2003年及び2004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
	2003	2004	2004
繰延税金資産：			
関係会社への投資	¥ 23,915	¥ 29,259	\$ 276,995
土地評価損	4,547	4,547	43,046
生産物回収勘定（外国税）	-	6,778	64,167
探鉱投資等引当金	3,843	2,558	24,217
生産物回収勘定引当金	2,793	670	6,343
税務上の繰越欠損金	1,634	4,757	45,035
開発準備勘定償却超過額	998	545	5,160
退職給付引当金・役員退職慰労引当金損金算入限度超過額	453	402	3,806
その他	4,045	4,603	43,576
繰延税金資産小計	42,228	54,119	512,345
評価性引当額	(39,105)	(45,177)	(427,691)
繰延税金資産合計	3,123	8,942	84,654
繰延税金負債：			
外国税	2,676	9,881	93,544
その他	1,592	5,427	51,377
繰延税金負債合計	4,268	15,308	144,921
繰延税金負債の純額	¥ (1,145)	¥ (6,366)	\$ (60,267)

## 7. 資本

商法の規定に基づき、利益準備金を積み立てており、利益剰余金に含めております。利益準備金と資本準備金を合算した金額が資本金の4分の1に達するまでは、利益処分として支出する金額の10分の1以上を利益準備金に積み立てております。利益剰余金に含まれている利益準備金は2003年3月31日現在が7,365百万円、2004年3月31日現在が7,365百万円(69,725千米ドル)となっております。

商法では資本準備金、利益準備金を配当原資とすることができませんが、株主総会の決議による損失の補填のための取崩し及び取締役会の決議による資本金への組入れが認められております。また、2001年10月に施行された商法改正により、資本準備金と利益準備金の合計額が資本金の4分の1を超える額については、株主総会の決議を条件に、株主に対する資本の払戻しまたは配当として取り崩すことが可能となっております。

## 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
	2002	2003	2004	2004
当期純利益	¥ 46,852.92	¥ 47,178.51	¥ 58,838.76	\$ 557.03
現金配当	10,000.00	10,000.00	10,000.00	94.67
純資産	391,760.56	430,169.19	471,826.00	4,466.78

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株当たり現金配当は各年度の利益処分に係る金額に基づいて算出しております。

1株当たり純資産は株主に配分可能な純資産及び期末発行済株式数を基礎として計算されております。

株式1株を3株とする株式の分割が1株当たり情報に対して与える影響は、注1(a)に記載しております。

## 9. デリバティブ取引

当社は金利及び原油価格の変動によるリスクをヘッジする目的でデリバティブ取引を行っており、投機を目的としたデリバティブ取引は行っておりません。

デリバティブ取引は相手先の契約不履行によるいわゆる信用リスクが存在しますが、当社の場合、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の金融機関及び商社であるため、信用リスクはほとんどないと判断しております。デリバティブ取引の想定元本は必ずしも実際に交換する元本金額ではないため、当該金額自体がデリバティブ取引のリスクの大きさを示すものではありません。

2003年及び2004年3月31日現在では、デリバティブ取引残高はありません。

## 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2002年3月31日終了の連結会計年度が13百万円、2003年3月31日終了の連結会計年度が64百万円、2004年3月31日終了の連結会計年度が56百万円(530千米ドル)となっております。

## 11. 退職給付引当金繰入額

退職給付引当金繰入額は2002年3月31日終了の連結会計年度が129百万円、2003年3月31日終了の連結会計年度が155百万円、2004年3月31日終了の連結会計年度が103百万円(975千米ドル)となっております。

## 12. 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2003年及び2004年3月31日現在のリース物件の取得価額相当額、減価償却累計額相当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	百万円		千米ドル
	2003	2004	2004
リース物件の取得価額相当額	¥36	¥19	\$180
減価償却累計額相当額	35	19	180
期末残高相当額	¥ 1	¥ -	\$ -

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、2002年3月31日終了の連結会計年度が10百万円、2003年3月31日終了の連結会計年度が8百万円、2004年3月31日終了の連結会計年度が1百万円(9千米ドル)となっております。

2004年3月31日以降のオペレーティング・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ありません。

### 13. 偶発債務

当社及び連結子会社は2004年3月31日現在、関連会社等の負債9,461百万円(89,567千米ドル)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2004年3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4,330百万円(40,992千米ドル)に対し完工保証を行っております。

### 14. キャッシュ・フロー計算書における追加情報

(a) 2004年3月31日終了の連結会計年度に行った株式の取得により新たに連結子会社となったインペックスジャワ株式会社とその子会社の資産及び負債の主な内訳は以下の通りとなっております。

2004年3月31日現在	百万円	千米ドル
流動資産	¥ 13,916	\$ 131,743
固定資産	2,539	24,037
流動負債	(34)	(322)
少数株主持分	(2,526)	(23,914)
インペックスジャワ株式会社とその子会社に対する既存持分	(5,126)	(48,528)
株式の取得価額	8,769	83,016
インペックスジャワ株式会社とその子会社の現金及び現金同等物	(12,761)	(120,808)
差引収入	¥ 3,992	\$ 37,792

(b) 2004年3月31日終了の連結会計年度に行ったインペックス南西カスピ海石油株式会社における権益取得により増加した資産及び負債の主な内訳は以下の通りとなっております。

2004年3月31日現在	百万円	千米ドル
流動資産	¥ 5	\$ 47
固定資産	164,494	1,557,266
流動負債	(988)	(9,353)
権益取得による支出	¥(163,511)	\$(1,547,960)

(c) 2004年3月31日終了の連結会計年度に行ったサウル石油株式会社による権益の譲渡により減少した資産及び負債の主な内訳は以下の通りとなっております。

2004年3月31日現在	百万円	千米ドル
流動資産	¥ 21	\$ 199
固定資産	1,737	16,444
流動負債	(203)	(1,922)
小計	1,555	14,721
権益譲渡益	1,497	14,172
権益譲渡による収入	¥3,052	\$28,893

## 15. セグメント情報

当社及び連結子会社は、主にインドネシア、中東、オセアニア、カスピ海などの地域において、石油・天然ガスの探鉱、開発及び生産活動を行っております。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。

2002年、2003年及び2004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。

2002年3月31日終了の連結会計年度	百万円		計	消去等	連結
	アジア・オセアニア(a)	その他の地域(b)			
外部売上高	¥180,023	¥4,181	¥184,204	¥ -	¥184,204
セグメント間売上高及び振替高	-	-	-	-	-
売上高合計	180,023	4,181	184,204	-	184,204
営業費用	83,506	3,769	87,275	(119)	87,156
営業利益	¥ 96,517	¥ 412	¥ 96,929	¥ 119	¥ 97,048
資産	¥139,617	¥6,497	¥146,114	¥141,535	¥287,649

(a) アジア・オセアニア：インドネシア、オーストラリア

(b) その他の地域：アラブ首長国連邦

2003年3月31日終了の連結会計年度	百万円		計	消去等	連結
	アジア・オセアニア(a)	その他の地域(b)			
外部売上高	¥196,986	¥4,547	¥201,533	¥ -	¥201,533
セグメント間売上高及び振替高	-	-	-	-	-
売上高合計	196,986	4,547	201,533	-	201,533
営業費用	100,733	3,654	104,387	(124)	104,263
営業利益	¥ 96,253	¥ 893	¥ 97,146	¥ 124	¥ 97,270
資産	¥176,650	¥8,789	¥185,439	¥153,308	¥338,747

(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

(b) その他の地域：アラブ首長国連邦

2004年3月31日終了の連結会計年度	百万円			計	消去等	連結
	アジア・オセアニア(a)	NIS諸国(b)	その他の地域(c)			
外部売上高	¥211,422	¥ -	¥7,409	¥218,831	¥ -	¥218,831
セグメント間売上高及び振替高	-	6,506	-	6,506	(6,506)	-
売上高合計	211,422	6,506	7,409	225,337	(6,506)	218,831
営業費用	121,426	4,754	5,440	131,620	(6,665)	124,955
営業利益	¥ 89,996	¥ 1,752	¥1,969	¥ 93,717	¥ 159	¥ 93,876
資産	¥214,325	¥191,697	¥6,412	¥412,434	¥112,864	¥525,298

(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

(b) NIS諸国：カザフスタン共和国、アゼルバイジャン共和国

(c) その他の地域：アラブ首長国連邦、イラン

2004年3月31日終了の連結会計年度	千米ドル			計	消去等	連結
	アジア・オセアニア(a)	NIS諸国(b)	その他の地域(c)			
外部売上高	\$2,001,534	\$ -	\$70,141	\$2,071,675	\$ -	\$2,071,675
セグメント間売上高及び振替高	-	61,592	-	61,592	(61,592)	-
売上高合計	2,001,534	61,592	70,141	2,133,267	(61,592)	2,071,675
営業費用	1,149,541	45,006	51,501	1,246,048	(63,098)	1,182,950
営業利益	\$ 851,993	\$ 16,586	\$18,640	\$ 887,219	\$ 1,506	\$ 888,725
資産	\$2,029,016	\$1,814,797	\$60,703	\$3,904,516	\$1,068,484	\$4,973,000

## 海外売上高

2002年、2003年及び2004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。

2002年3月31日終了の連結会計年度	百万円		計
	アジア(a)	その他の地域(b)	
海外売上高	¥43,405	¥6,819	¥ 50,224
連結売上高	-	-	184,204
連結売上高に占める海外売上高の割合	23.6%	3.7%	27.3%

(a) アジア：韓国、台湾、インドネシア、シンガポール  
(b) その他の地域：オーストラリア

2003年3月31日終了の連結会計年度	百万円		計
	アジア(a)	その他の地域(b)	
海外売上高	¥57,418	¥5,737	¥ 63,155
連結売上高	-	-	201,533
連結売上高に占める海外売上高の割合	28.5%	2.8%	31.3%

(a) アジア：韓国、台湾、インドネシア、シンガポール  
(b) その他の地域：オーストラリア

2004年3月31日終了の連結会計年度	百万円			千米ドル		
	アジア(a)	その他の地域(b)	計	アジア(a)	その他の地域(b)	計
海外売上高	¥58,089	¥6,257	¥ 64,346	\$549,929	\$59,235	\$ 609,164
連結売上高	-	-	218,831	-	-	2,071,675
連結売上高に占める海外売上高の割合	26.5%	2.9%	29.4%	26.5%	2.9%	29.4%

(a) アジア：韓国、台湾、インドネシア、シンガポール  
(b) その他の地域：オーストラリア

## 16. 後発事象

(a) 当社とジャパン石油開発株式会社が締結した2004年3月29日付の株式交換契約に基づき、2004年5月17日に当社の普通株式50,744.25を発行し、石油公団が保有するジャパン石油開発株式会社の全ての発行済普通株式と交換致しました。この結果、当社の増加すべき資本準備金の額は62,402百万円(590,760千米ドル)となりました。

2003年12月31日終了の事業年度のジャパン石油開発株式会社の売上高は259,697百万円(2,458,553千米ドル)、当期純損失は58,602百万円(554,786千米ドル)となりました。なお、民事再生関係の利益124,545百万円(1,179,068千米ドル)、民事再生関係の損失192,397百万円(1,821,424千米ドル)が含まれております。

ジャパン石油開発株式会社の2003年12月31日現在の財政状態は以下の通りとなっております。

	百万円	千米ドル
流動資産	¥104,777	\$ 991,925
固定資産	48,265	456,925
資産合計	¥153,042	\$1,448,850
流動負債	¥154,648	\$1,464,054
固定負債	23,770	225,031
負債合計	178,418	1,689,085
資本	(25,376)	(240,235)
負債及び資本合計	¥153,042	\$1,448,850

2003年12月31日は民事再生手続き中で、民事再生計画の履行は2004年1月31日に完了しております。なお、2004年3月31日現在の資産、負債、資本の状況は以下の通りとなっております。

	百万円	千米ドル
流動資産	¥ 73,630	\$ 697,055
固定資産	47,596	450,592
資産合計	¥121,226	\$1,147,647
流動負債	¥ 42,593	\$ 403,228
固定負債	22,773	215,592
負債合計	65,366	618,820
資本金	55,860	528,827
負債及び資本合計	¥121,226	\$1,147,647

(b)当社は2004年5月18日付をもって普通株式1株につき3株に分割した結果、普通株式が1,279,888.50株増加致しました。

当該株式分割が2001年4月1日に行われたと仮定した場合の2002年、2003年及び2004年3月31日終了の連結会計年度の1株当たり情報は以下の通りとなります。

3月31日終了の連結会計年度	円			米ドル		
	2002	2003	2004	2002	2003	2004
1株当たり：						
純資産	¥130,586.85	¥143,389.73	¥157,275.33	\$1,236.27	\$1,357.47	\$1,488.93
当期純利益	15,617.64	15,726.17	19,612.92	147.85	148.88	185.68

(c)2004年4月15日開催の取締役会において、定款変更及び甲種類株式1株を発行し石油公団に割り当てることを決議し、2004年5月10日開催の臨時株主総会において、承認されました。

甲種類株式は当社株主総会において議決権を有しないものとし、東京証券取引所への上場日に石油公団に発行される予定であります。甲種類株主は以下の重要な企業活動や取引について、拒否権を有しております。

- ・取締役の選任または解任
- ・重要な資産の処分
- ・(i)当会社の目的及び(ii)当会社普通株式以外の会社への議決権の付与に関する定款変更
- ・合併、株式交換及び株式移転
- ・資本の額の減少
- ・解散

甲種類株式は、甲種類株主の請求により償還されます。


(d)連結子会社インベックス北マカッサル石油株式会社は、2004年9月2日開催の同社臨時取締役会において、保有鉱区探鉱ポテンシャル低下等の理由により、権益譲渡を決議しました。当該譲渡はインドネシア共和国政府機関等の承認を条件としており、承認が得られた場合、2004年11月22日付で全保有権益の譲渡が完了する予定です。同鉱区の権益譲渡による損益への影響はありません。



## 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、日本の証券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。

 The Board of Directors and Shareholders INPEX CORPORATION	<b>Certified Public Accountants</b> 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 1191 Fax: 03 3503 1277
---	---	--

We have audited the accompanying consolidated balance sheets of INPEX CORPORATION and subsidiaries as of March 31, 2003 and 2004, and the related consolidated statements of income, shareholders' equity, and cash flows for each of the three years in the period ended March 31, 2004, 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 CORPORATION and subsidiaries at March 31, 2003 and 2004, and the consolidated results of their operations and their cash flows for each of the three years in the period ended March 31, 2004 in conformity with accounting principles generally accepted in Japan.

**Supplemental Information**

As described in Note 16 to the consolidated financial statements, the Company acquired all the shares of common stock of Japan Oil Development Co., Ltd. on May 17, 2004. In addition, the Company made a three-for-one stock split effective May 18, 2004, and the issuance of one special class share was approved by the shareholders at an extraordinary meeting held on May 10, 2004.

The U.S. dollar amounts in the accompanying consolidated financial statements with respect to the year ended March 31, 2004 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  
October 8, 2004

*Ernst & Young ShinNihon*

我々は、添付の国際石油開発株式会社及び子会社の2003年3月31日及び2004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2004年3月31日をもって終了した3年間の各会計年度の円表示の連結損益計算書、連結株主持分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、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並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、国際石油開発株式会社及び子会社の2003年3月31日及び2004年3月31日現在の連結財政状態並びに2004年3月31日をもって終了した3年間の各会計年度の連結経営成績及び連結キャッシュ・フローを適正に表示している。

### 追加情報

連結財務諸表の注16に記載されている通り、会社は2004年5月17日付をもってジャパン石油開発株式会社の全ての普通株式を取得した。また、2004年5月18日付をもって1株を3株とする株式分割が行われた。さらに、2004年5月10日付の臨時株主総会において種類株式1株の発行が決議された。

添付の2004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  
2004年10月8日

## 中間連結貸借対照表（未監査）

国際石油開発株式会社及び子会社  
2003年及び2004年9月30日現在

< 資産 >	百万円		千米ドル（注3）
	2003	2004	2004
<b>流動資産</b>			
現金及び現金同等物	¥ 37,976	¥ 121,183	\$ 1,091,247
受取手形及び売掛金	13,685	39,751	357,956
有価証券（注4）	28,531	12,761	114,912
たな卸資産	828	1,256	11,310
その他	21,241	28,205	253,985
貸倒引当金	(15)	(33)	(297)
	102,246	203,123	1,829,113
<b>有形固定資産</b>	54,403	282,149	2,540,738
減価償却累計額	(21,975)	(213,202)	(1,919,874)
	32,428	68,947	620,864
<b>無形固定資産</b>			
探鉱開発権	135,035	133,751	1,204,422
その他	3,713	8,513	76,659
	138,748	142,264	1,281,081
<b>投資その他の資産</b>			
投資有価証券（注4）	88,928	103,444	931,508
探鉱投資等引当金	(6,069)	(4,166)	(37,514)
	82,859	99,278	893,994
生産物回収勘定	191,108	225,947	2,034,642
生産物回収勘定引当金	(49,403)	(44,939)	(404,674)
	141,705	181,008	1,629,968
その他	11,099	24,223	218,127
貸倒引当金	(130)	(687)	(6,186)
	235,533	303,822	2,735,903
<b>資産合計</b>	¥508,955	¥ 718,156	\$ 6,466,961

中間連結財務諸表の注記を参照。

<負債及び資本>	百万円		千米ドル(注3)
	2003	2004	2004
<b>流動負債</b>			
買掛金	¥ 1,942	¥ 16,784	\$ 151,139
一年以内返済予定の長期借入金(注5)	132	1,230	11,076
未払法人税等	10,751	38,335	345,205
その他	25,108	44,981	405,052
	37,933	101,330	912,472
<b>固定負債</b>			
長期借入金(注5)	166,100	179,882	1,619,829
退職給付引当金	770	1,438	12,949
役員退職慰労引当金	453	498	4,485
その他	13,556	34,355	309,365
	180,879	216,173	1,946,628
負債合計	218,812	317,503	2,859,100
少数株主持分	27,088	33,144	298,460
<b>資本(注6)</b>			
無額面普通株式	29,460	29,460	265,286
資本準備金	-	62,403	561,936
利益剰余金	232,745	276,629	2,491,031
その他有価証券評価差額金	(34)	256	2,305
為替換算調整勘定	884	(1,239)	(11,157)
資本合計	263,055	367,509	3,309,401
偶発債務(注9)			
負債及び資本合計	¥508,955	¥718,156	\$6,466,961

## 中間連結損益計算書（未監査）

国際石油開発株式会社及び子会社

2003年及び2004年9月30日終了の6ヵ月間

	百万円		千米ドル（注3）
	2003	2004	2004
売上高	¥110,188	¥213,939	\$1,926,511
売上原価	53,545	91,454	823,539
売上総利益	56,643	122,485	1,102,972
探鉱費	5,051	982	8,843
販売費及び一般管理費	2,314	4,068	36,632
減価償却費	399	888	7,997
営業利益	48,879	116,547	1,049,500
その他収益			
受取利息	541	1,604	14,444
権益譲渡収入	1,498	-	-
持分法による投資利益	1,028	-	-
探鉱投資等引当金戻入額	-	744	6,699
その他	567	348	3,134
	3,634	2,696	24,277
その他費用			
支払利息	680	1,185	10,671
持分法による投資損失	-	479	4,313
生産物回収勘定引当金繰入額	5,890	180	1,621
探鉱開発権償却	390	890	8,014
為替差損	552	5,252	47,294
その他	1,252	940	8,465
	8,764	8,926	80,378
法人税等及び少数株主持分調整前中間純利益	43,749	110,317	993,399
法人税等			
法人税、住民税及び事業税	28,973	83,032	747,699
法人税等調整額	(521)	(4,835)	(43,539)
	28,452	78,197	704,160
少数株主損失	(2,601)	(897)	(8,078)
中間純利益（注6）	¥ 17,898	¥ 33,017	\$ 297,317

中間連結財務諸表の注記を参照。

## 中間連結株主持分計算書（未監査）

国際石油開発株式会社及び子会社  
2003年及び2004年9月30日終了の6ヵ月間

	百万円					
	普通株式	資本準備金	利益剰余金	その他 有価証券 評価差額金	為替換算 調整勘定	資本合計
<b>2003年3月31日残高</b>	¥29,460	¥ -	¥220,853	¥ 410	¥ 2,847	¥253,570
中間純利益	-	-	17,898	-	-	17,898
現金配当金	-	-	(5,892)	-	-	(5,892)
取締役及び監査役賞与	-	-	(114)	-	-	(114)
その他有価証券評価差額金	-	-	-	(444)	-	(444)
為替換算調整勘定	-	-	-	-	(1,963)	(1,963)
<b>2003年9月30日残高</b>	29,460	-	232,745	(34)	884	263,055
<b>2004年3月31日残高</b>	29,460	-	249,628	154	(1,128)	278,114
中間純利益	-	-	33,017	-	-	33,017
現金配当金	-	-	(5,892)	-	-	(5,892)
取締役及び監査役賞与	-	-	(124)	-	-	(124)
その他有価証券評価差額金	-	-	-	102	-	102
為替換算調整勘定	-	-	-	-	(111)	(111)
株式交換に伴う増加	-	62,403	-	-	-	62,403
<b>2004年9月30日残高</b>	¥29,460	¥62,403	¥276,629	¥ 256	¥(1,239)	¥367,509

	千米ドル（注3）					
	普通株式	資本準備金	利益剰余金	その他 有価証券 評価差額金	為替換算 調整勘定	資本合計
<b>2004年3月31日残高</b>	\$265,286	\$ -	\$2,247,888	\$1,387	\$(10,158)	\$2,504,403
中間純利益	-	-	297,317	-	-	297,317
現金配当金	-	-	(53,057)	-	-	(53,057)
取締役及び監査役賞与	-	-	(1,117)	-	-	(1,117)
その他有価証券評価差額金	-	-	-	918	-	918
為替換算調整勘定	-	-	-	-	(999)	(999)
株式交換に伴う増加	-	561,936	-	-	-	561,936
<b>2004年9月30日残高</b>	\$265,286	\$561,936	\$2,491,031	\$2,305	\$(11,157)	\$3,309,401

中間連結財務諸表の注記を参照。

## 中間連結キャッシュ・フロー計算書（未監査）

国際石油開発株式会社及び子会社

2003年及び2004年9月30日終了の6ヵ月間

	百万円		千米ドル（注3）
	2003	2004	2004
<b>営業活動からのキャッシュ・フロー</b>			
法人税等及び少数株主持分調整前中間純利益	¥ 43,749	¥110,317	\$ 993,399
減価償却費	1,013	5,589	50,329
固定資産除売却損（益）	49	(46)	(414)
連結調整勘定償却額	84	84	757
貸倒引当金	(13)	470	4,232
生産物回収勘定引当金	6,565	263	2,368
退職給付引当金	(213)	41	369
受取利息及び受取配当金	(570)	(1,688)	(15,200)
支払利息	680	1,185	10,671
為替差損（益）	1,828	4,171	37,560
持分法による投資損失（利益）	(1,028)	479	4,313
権益譲渡益	(1,498)	-	-
投資有価証券売却益	(63)	-	-
受取手形及び売掛金	2,104	(7,218)	(64,998)
生産物回収勘定（資本支出）の回収額	9,314	16,729	150,644
生産物回収勘定（非資本支出）	(7,826)	(3,078)	(27,717)
たな卸資産	545	(363)	(3,269)
買掛金	(1,597)	3,699	33,309
その他未収入金	(452)	(5,932)	(53,417)
未払金	(74)	13,037	117,398
長期未払金	(855)	1,547	13,931
前受金	5,859	1,877	16,902
取締役及び監査役賞与の支払額	(114)	(127)	(1,144)
その他	243	(3,393)	(30,554)
小計	57,730	137,643	1,239,469
利息及び配当金の受取額	1,117	1,983	17,857
利息の支払額	(482)	(1,047)	(9,428)
法人税等の支払額	(26,515)	(75,062)	(675,930)
営業活動から得られた現金（純額）	31,850	63,517	571,968
<b>投資活動からのキャッシュ・フロー</b>			
有価証券の売却による収入	9,495	14,221	128,059
有形固定資産の取得による支出	(4,873)	(5,542)	(49,905)
有形固定資産の売却による収入	10	350	3,152
無形固定資産の取得による支出	(1)	(3)	(27)
無形固定資産の売却による収入	-	0	0
投資有価証券の取得による支出	(15,105)	(33,491)	(301,585)
投資有価証券の売却による収入	684	-	-
生産物回収勘定（資本支出）の支出	(26,859)	(30,829)	(277,614)
短期貸付金の純減少額（増加額）	(12)	(0)	(0)
長期貸付金の実行による支出	(0)	(736)	(6,628)
長期貸付金の回収による収入	1	3	27
権益取得による支出	(162,476)	-	-
権益譲渡による収入	3,053	-	-
その他	(17)	(516)	(4,646)
投資活動に使用した現金（純額）	(196,100)	(56,543)	(509,167)
<b>財務活動からのキャッシュ・フロー</b>			
長期借入れによる収入	117,782	10,793	97,190
長期借入金の返済による支出	(59)	(1,701)	(15,318)
少数株主の増資引受による払込額	28,795	1,244	11,202
配当金の支払額	(5,892)	(5,892)	(53,057)
預金担保差入による支出	(16,500)	-	-
預金担保返還による収入	-	580	5,223
その他	-	(79)	(711)
財務活動から得られた現金（純額）	124,126	4,945	44,529
現金及び現金同等物に係る換算差額	(314)	(1,212)	(10,914)
現金及び現金同等物の純増加額（純減少額）	(40,438)	10,707	96,416
現金及び現金同等物の期首残高	78,414	54,582	491,508
株式交換による現金及び現金同等物の増加額	-	55,894	503,323
現金及び現金同等物の中間期末残高	¥ 37,976	¥121,183	\$1,091,247

中間連結財務諸表の注記を参照。



## 中間連結財務諸表の注記（未監査）

国際石油開発株式会社及び子会社

### 1. 作成の基礎

当社は原油・天然ガスの探鉱、開発及び生産を主たる事業としており、当社の発行済株式の54.0%は石油公団が保有しております。

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。添付の中間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、日本の証券取引法の要求に従い当社が作成した中間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) 連結の基本方針ならびに非連結子会社及び関連会社投資の会計処理

添付の中間連結財務諸表は、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中間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。

多くの連結子会社の中間決算日は6月30日であり、当社の中間決算日とは異なりますが、連結子会社の中間決算日現在の財務諸表に基づいて連結しております。ただし、中間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。

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、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全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直物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、負債、収益及び費用は、貸借対照表日の為替相場により円貨に換算しており、資本の部の構成項目は取得時の直物為替相場により円貨に換算しております。換算差額は、資本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全てその他有価証券に分類しております。その他有価証券のうち市場性のある有価証券は公正価値で評価し、未実現損益の変動は、適用される税額控除後の金額で資本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原価で評価しております。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

たな卸資産は主として総平均法による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

生産分と契約に基づき探鉱、開発及び生産段階で行われた現金投資は、同契約によって回収対象となる場合には生産物回収勘定に計上しております。同契約に基づく生産物（原油及び天然ガス）を受け取った場合には、生産物購入コストに相当する金額（すなわち、投資のコスト回収部分）を生産物回収勘定から減額しております。

これらの投資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段階での投資の損失に備えるため、生産物回収勘定引当金を計上しております。なお、生産物回収勘定引当金は、個別に回収可能性を勘案し計上しております。

**(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上計上しております。

**(i) 有形固定資産**

有形固定資産の減価償却の方法は主として定率法によっておりますが、1998年4月1日以降に取得した建物については定額法を採用しております。なお、償却率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。また、鉱業用資産については主に生産高比例法を採用しております。

**(j) 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事業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。

資産化されたソフトウェア関連のコストについては、5年間で均等償却しております。

その他の無形固定資産は定額法によって償却しております。

**(k) 退職給付引当金**

当社及び連結子会社の退職給付制度は退職一時金のみとなっております。当該退職一時金はほぼ全ての従業員を対象としており、金額は基本給、勤続年数、退職事由に基づき計算されます。

退職給付引当金は、当中間連結会計年度末における全ての従業員の自己都合要支給額を計上しております。

また、当社及び一部の連結子会社の取締役及び監査役は慣例として、非積立式退職給付制度に基づく退職一時金を支給されることとなっており、役員退職慰労引当金は中間連結会計年度末要支給見積額を計上しております。

**(l) 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。

**(m) 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。

**(n) 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。

**(o) 利益処分**

日本の商法においては、特定の事業年度に係る利益処分は、事業年度終了後に開催される株主総会の決議により行われます。従って、各事業年度の財務諸表にはこのような利益処分は反映されておられません。

**(p) 最近の会計基準の公表**

**固定資産の減損**

2002年8月に、新たに「固定資産の減損に係る会計基準」が公表され、2005年4月1日以降に開始する事業年度から適用されることになりました。2004年4月1日以降に開始する事業年度から早期適用することが認められており、さらに、2004年3月31日から2006年3月30日まで終了する事業年度においても適用することが認められております。新基準は、有形及び無形固定資産を原価から減価償却額を控除した金額で計上し、固定資産の帳簿価額を回収することができないかもしれないことを示すような事象もしくは状況の変化があった場合には、減損が生じたかどうかの検討をすることを要求しております。会社は、もし、資産の減損が生じたことを示す兆候があり、資産の帳簿価額が、その資産が将来生み出すキャッシュ・フローの割引前合計額を超える場合には、減損損失を損益計算書上で計上することが求められます。新基準では、帳簿価額を回収可能価額まで減額し、当該減少額を減損損失として計上致します。回収可能価額は、(1) 資産の時価から処分費用見込額を控除して算定された正味売却価額と、(2) 資産の継続的使用と使用後の処分によって生ずると見込まれ

る将来キャッシュ・フローの現在価値である使用価値のいずれが高い方の金額となっております。この基準は、土地、設備、建物、及びその他所有資産、ならびに無形固定資産を対象としております。固定資産はほかの資産グループのキャッシュ・フローから概ね独立したキャッシュ・フローを生み出す最小の単位にグルーピングすることとなっております。

2003年10月に企業会計基準委員会は固定資産の減損に係る会計基準の適用指針を公表しております。新しい適用指針に従って、当社及び連結子会社は契約単位での生産物回収勘定を含め、その資産について検討を行う予定となっております。固定資産の減損に係る新しい会計基準は現在の適用指針によれば当社の財政状態あるいは経営成績に重要な影響を与えないものと考えております。

#### 企業結合

企業結合に係る新会計基準が2003年10月に公表され、2006年4月1日以後開始する事業年度から適用されます。新基準では企業結合の会計処理は原則としてパーチェス法によることとされており、持分プーリング法は特定の企業結合に限られております。

### 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、2004年9月30日の換算レートである1ドル111円05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)2003年及び2004年9月30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。

2003年9月30日現在	百万円		
	取得原価	中間連結貸借 対照表計上額	未実現 (損)益
その他の有価証券			
株式	¥ 271	¥ 297	¥ 26
債券：			
国債・地方債等	67,020	66,919	(101)
社債	10,636	10,676	40
合計	¥77,927	¥77,892	¥ (35)

2004年9月30日現在	百万円			千米ドル		
	取得原価	中間連結貸借 対照表計上額	未実現 (損)益	取得原価	中間連結貸借 対照表計上額	未実現 (損)益
その他の有価証券：						
株式	¥ 287	¥ 355	¥ 68	\$ 2,585	\$ 3,197	\$ 612
債券：						
国債・地方債等	71,135	71,301	166	640,567	642,062	1,495
社債	5,917	5,947	30	53,282	53,552	270
合計	¥77,339	¥77,603	¥264	\$696,434	\$698,811	\$2,377

(b)2003年及び2004年9月30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。

9月30日現在	百万円		千米ドル
	2003	2004	2004
その他有価証券：			
非上場株式 <sup>(注)</sup>	¥16,125	¥18,628	\$167,744
信託受益権	3,519	2,000	18,010
合計	¥19,644	¥20,628	\$185,754

(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、探鉱投資等引当金を計上しております。

## 5. 長期借入金

2003年及び2004年9月30日現在の長期借入金は以下の通りとなっております。

9月30日現在	百万円		千米ドル
	2003	2004	2004
利率 1.025% から 3.050%、返済期限（最長）2016年の銀行等からの借入金			
担保付	¥ 80,847	¥ 90,819	\$ 817,821
無担保	85,385	90,293	813,084
	166,232	181,112	1,630,905
1年以内返済予定の長期借入金	132	1,230	11,076
	¥166,100	¥179,882	\$1,619,829

2003年及び2004年9月30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。

9月30日現在	百万円		千米ドル
	2003	2004	2004
その他資産（制限付預金）	¥16,500	¥ 8,560	\$ 77,082
投資有価証券	—	2,743	24,701
	¥16,500	¥11,303	\$101,783

## 6. 1株当たり情報

9月30日終了の6ヵ月間	円		米ドル
	2003	2004	2004
中間純利益	¥ 30,377.50	¥ 17,596.54	\$ 158.46
現金配当	—	—	—
純資産	446,462.08	191,427.36	1,723.79

1株当たり中間純利益については、中間純利益と発行済加重平均株式数に基づいて算出しております。

1株当たり現金配当は各年度の中間配当額に基づいて算出しております。

1株当たり純資産は株主に配分可能な純資産及び中間期末発行済株式数を基礎として計算されております。

当社は2004年5月18日付で株式1株につき3株の株式分割を行っています。当該株式分割が前期首に行われたと仮定した場合の1株当たり情報については、それぞれ以下の通りとなっております。

	円
9月30日終了の6ヵ月間	2003
中間純利益金額	¥ 10,125.83
配当額	-
純資産額	148,820.69

## 7. 退職給付引当金繰入額

退職給付引当金繰入額は2003年9月30日終了の6ヵ月間が70百万円、2004年9月30日終了の6ヵ月間が112百万円(1,012千米ドル)となっております。

## 8. 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2003年及び2004年9月30日現在リース物件の取得価額相当額、減価償却累計額相当額及び期末残高相当額は以下の通りとなっております。

9月30日現在	百万円		千米ドル
	2003	2004	2004
リース物件の取得価額相当額	¥20	¥-	\$-
減価償却累計額相当額	20	-	-
中間期末残高相当額	¥ -	¥-	\$-

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、2003年9月30日終了の6ヵ月間が1百万円となっております。

2004年9月30日以降のオペレーティング・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ございません。

## 9. 偶発債務

当社及び連結子会社は2004年9月30日現在、関連会社等の負債10,715百万円(96,488千米ドル)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2004年9月30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4,455百万円(41,117千米ドル)に対し完工保証を行っております。

## 10. セグメント情報

当社及び連結子会社は、主にインドネシア、中東、オセアニア、カスピ海などの地域において、石油・天然ガスの探鉱、開発及び生産活動を行っております。全セグメントの売上高の合計及び営業利益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。

2003年及び2004年9月30日終了の6ヵ月間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。

	百万円				
2003年9月30日終了の6ヵ月間	アジア・オセアニア(a)	その他の地域(b)	計	消去等	連結
外部売上高	¥106,068	¥4,120	¥110,188	¥ -	¥110,188
セグメント間売上高及び振替高	-	3,178	3,178	(3,178)	-
売上高合計	106,068	7,298	113,366	(3,178)	110,188
営業費用	58,929	5,641	64,570	(3,261)	61,309
営業利益	¥ 47,139	¥1,657	¥ 48,796	¥ 83	¥ 48,879

(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

(b) その他の地域：アラブ首長国連邦、アゼルバイジャン共和国

	百万円						
2004年9月30日終了の6ヵ月間	アジア・オセアニア(a)	NIS諸国(b)	中東(c)	その他の地域(d)	計	消去等	連結
外部売上高	¥128,631	¥ -	¥85,308	¥ -	¥213,939	¥ -	¥213,939
セグメント間売上高及び振替高	-	7,187	-	-	7,187	(7,187)	-
売上高合計	128,631	7,187	85,308	-	221,126	(7,187)	213,939
営業費用	69,565	5,238	29,797	60	104,660	(7,268)	97,392
営業利益	¥ 59,066	¥1,949	¥55,511	¥(60)	¥116,466	¥ 81	¥116,547

(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

(b) NIS諸国：カザフスタン共和国、アゼルバイジャン共和国

(c) 中東：アラブ首長国連邦、イラン・イスラム共和国

(d) その他の地域：日本

	千米ドル						
2004年9月30日終了の6ヵ月間	アジア・オセアニア(a)	NIS諸国(b)	中東(c)	その他の地域(d)	計	消去等	連結
外部売上高	\$1,158,316	\$ -	\$768,194	\$ -	\$1,926,510	\$ -	\$1,926,510
セグメント間売上高及び振替高	-	64,719	-	-	64,719	(64,719)	-
売上高合計	1,158,316	64,719	768,194	-	1,991,229	(64,719)	1,926,510
営業費用	626,429	47,168	268,321	540	942,458	(65,448)	877,010
営業利益	\$ 531,887	\$17,551	\$499,873	\$(540)	\$1,048,771	\$ 729	\$1,049,500



## 海外売上高

2003年及び2004年9月30日終了の6ヵ月間の海外売上高(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。

2003年9月30日終了の6ヵ月間	百万円		計
	アジア(a)	その他の地域(b)	
海外売上高	¥26,377	¥2,107	¥ 28,484
連結売上高	-	-	110,188
連結売上高に占める海外売上高の割合	23.9%	1.9%	25.9%

(a) アジア：韓国、台湾、インドネシア

(b) その他の地域：オーストラリア

2004年9月30日終了の6ヵ月間	百万円			千米ドル		
	アジア(a)	その他の地域(b)	計	アジア(a)	その他の地域(b)	計
海外売上高	¥67,986	¥2,133	¥ 70,119	\$612,210	\$19,208	\$ 631,418
連結売上高	-	-	213,939	-	-	1,926,511
連結売上高に占める海外売上高の割合	31.8%	1.0%	32.8%	31.8%	1.0%	32.8%

(a) アジア：韓国、台湾、インドネシア、シンガポール、タイ

(b) その他の地域：オーストラリア

## 11. 後発事象

(a) 当社は2004年11月17日に石油公団に対して、普通株主総会において議決権のない甲種類株式1株を発行しました。甲種類株主は以下の重要な企業活動や取引について、拒否権を有しております。

- ・取締役の選任または解任
- ・重要な資産の処分
- ・(i)当会社の目的及び(ii)当会社普通株式以外の会社への議決権の付与に関する定款変更
- ・合併、株式交換及び株式移転
- ・資本の額の減少
- ・解散

甲種類株式は、甲種類株主の請求により償還されます。

(b) 2004年5月17日に効力の生じた株式交換により、当社の完全子会社となりましたジャパン石油開発株式会社は、民事再生計画の一環として、2004年1月29日に石油公団を割当先として発行価額を10百万円とする新株1株の発行を行いました。これに関して、ジャパン石油開発株式会社の旧株主である海外石油開発株式会社より、2004年2月23日、東京地方裁判所に以下の訴えが提起されておりました。

- ・ジャパン石油開発株式会社の臨時株主総会における石油公団を割当先とする当該新株発行の承認決議に対する株主総会決議取消の訴え
- ・当該新株発行に対する新株発行無効の訴え

2004年10月14日、東京地方裁判所は本件各訴えをいずれも却下しました。その後、同判決は、2004年10月28日の経過をもって確定しました。上記民事再生手続きに関連して提起された訴訟は決着しております。

# 石油及び天然ガスの埋蔵量及び生産量について

## 1. 石油及び天然ガスの埋蔵量

### 確認埋蔵量 (proved reserves) の定義

当社は、客観的かつ合理的な評価を行うために、2004年3月31日現在の確認埋蔵量及び推定埋蔵量ならびに2003年3月31日現在の確認埋蔵量の評価については米国の独立石油エンジニアリング会社であるDeGolyer and MacNaughtonに評価を依頼しました。(2001年及び2002年の各3月31日現在の確認埋蔵量についてはDeGolyer and MacNaughtonの協力のもと当社が評価したものであります。) 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 )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 )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、埋蔵量の定義の中でも保守的な数値として広く認識されております。但し、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 )及び世界石油会議( WPC )の両学会が定めた指針に基づく推定埋蔵量についても、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、石油技術者協会( SPE )及び世界石油会議( WPC )の両学会の指針に従い、地質的・工学的データに基づき、将来おそらく回収することが可能である未確認埋蔵量( Unproved Reserves )とされております。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、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と認識できるかどうかという点であり、新規技術データの追加や経済条件及び操業条件等と開発される確度が高まることにより、推定埋蔵量は確認埋蔵量に格上げされることとなります。したがって、推定埋蔵量は、確認埋蔵量に該当しない未確認埋蔵量であり、将来実際に全量が開発・生産されるという保証はありません。

### 生産分与契約の確認埋蔵量

生産分与契約の確認埋蔵量は、当社グループが保有する権益シェア分の経済的持分を算定する方法( economic interest method )により計算され、契約期限(もしくは合理的な確実性をもって契約期間の延長が可能と判断される場合には当該延長期間を含む期限)の投下資本の回収額及び報酬額の合計額を期末日の原油価格またはガス価格で除した数値です。産油国に代わって探鉱開発を行うサービス契約( バイバック契約等も含まれます。 )の確認埋蔵量も原則として同じ方法により計算されます。これに対し、当社グループが産油国等から鉱業権を直接付与される利権契約の確認埋蔵量は、契約期限(もしくは合理的な確実性をもって契約期間の延長が可能と判断される場合には当該延長期間を含む期限)までに当該油・ガス田から生産することが可能な数量の合計となります。なお、産油・産ガス国等に生産物でロイヤリティを支払う場合、この数量は除外されます。

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等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。このように埋蔵量の評価値は、各種データ、前提等により大きく変動する可能性があります。

### 2004年3月31日現在の確認埋蔵量

次頁の表は、表示された各日付現在の「当社グループ(当社及び当社連結子会社・持分法適用関連会社)」及び「当社グループとジャパン石油開発株式会社の合算」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。なお、2004年3月31日時点ではジャパン石油開発株式会社の当社との統合は完了しておりませんでした。同社の保有する確認埋蔵量データは統合後の当社グループを評価する上での重要情報と考えられるため、当該データ作成にあたって「当社グループとジャパン石油開発株式会社の合算」の確認埋蔵量を記載しております。また、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、次頁の表に示される確認埋蔵量は、当社グループの保有権益シェア分に相当する正味数量です。

2004年3月31日現在の当社グループ及びジャパン石油開発株式会社を合算した、原油、コンデンセート及びLPGの確認埋蔵量は1,016百万バレル、天然ガスの確認埋蔵量は3,704十億立方フィートとなっております。

## 確認埋蔵量

### 当社グループ

	東南アジア・オセアニア		中東		カスピ海沿岸・その他		小計		持分法適用関連会社分		合計	
	石油 (百万バレル)	ガス (十億立方 フィート)	石油 (百万バレル)	ガス (十億立方 フィート)	石油 (百万バレル)	ガス (十億立方 フィート)	石油 (百万バレル)	ガス (十億立方 フィート)	石油 (百万バレル)	ガス (十億立方 フィート)	石油 (百万バレル)	ガス (十億立方 フィート)
<b>確認埋蔵量</b>												
2001年3月31日現在	187.4	3,745.9	18.4	-	-	-	205.7	3,745.9	7.9	8.6	213.7	3,754.5
拡張及び発見	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
買収及び売却	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
前年度分調整	8.1	39.3	-	-	-	-	8.1	39.3	0.4	(0.5)	8.5	38.8
期中生産量	(19.6)	(236.4)	(1.6)	-	-	-	(21.1)	(236.4)	(1.1)	(1.6)	(22.3)	(238.0)
2002年3月31日現在	175.9	3,548.8	16.8	-	-	-	192.7	3,548.8	7.2	6.5	199.9	3,555.2
2002年3月31日現在	175.9	3,548.8	16.8	-	-	-	192.7	3,548.8	7.2	6.5	199.9	3,555.2
拡張及び発見	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
買収及び売却	-	-	-	-	-	-	-	-	2.9	-	2.9	-
前年度分調整	(16.6)	70.0	-	-	-	-	(16.6)	70.0	(0.8)	(0.6)	(17.4)	69.4
期中生産量	(16.4)	(255.6)	(1.6)	-	-	-	(17.9)	(255.6)	(1.1)	(1.6)	(19.0)	(257.2)
2003年3月31日現在	143.0	3,363.1	15.3	-	-	-	158.2	3,363.1	8.2	4.3	166.4	3,367.4
2003年3月31日現在	143.0	3,363.1	15.3	-	-	-	158.2	3,363.1	8.2	4.3	166.4	3,367.4
拡張及び発見	32.0	177.7	-	-	-	-	32.0	177.7	-	-	32.0	177.7
買収及び売却	12.7	34.1	-	-	177.9	-	190.6	34.1	(2.2)	(24.6)	188.4	9.5
前年度分調整	(4.4)	424.2	0.2	-	1.6	-	(2.6)	424.2	(2.9)	22.0	(5.5)	446.2
期中生産量	(15.4)	(295.6)	(1.7)	-	(3.7)	-	(20.8)	(295.6)	(1.0)	(1.7)	(21.8)	(297.3)
2004年3月31日現在	167.8	3,703.5	13.8	-	175.8 <sup>(注)</sup>	-	357.4	3,703.5	2.1	-	359.5	3,703.5
<b>確認開発埋蔵量</b>												
2004年3月31日現在	89.0	1,372.6	13.8	-	24.5	-	127.3	1,372.6	2.1	-	129.4	1,372.6

(注) 確認埋蔵量 175.8百万バレルのうち少数株主に帰属するものが49%含まれております。

### 当社グループとジャパン石油開発株式会社の合算

	当社グループとジャパン石油開発 株式会社の合算		当社グループとジャパン石油開発 株式会社の持分法適用関連会社分		合計	
	石油 (百万バレル)	ガス (十億立方フィート)	石油 (百万バレル)	ガス (十億立方フィート)	石油 (百万バレル)	ガス (十億立方フィート)
<b>確認埋蔵量</b>						
2003年3月31日現在	526.8	3,363.1	336.2	4.3	863.0	3,367.4
拡張及び発見	32.0	177.7	-	-	32.0	177.7
買収及び売却	190.6	34.1	(2.2)	(24.6)	188.4	9.5
前年度分調整	(2.4)	424.2	(1.6)	22.0	(4.0)	446.2
期中生産量	(43.6)	(295.6)	(19.6)	(1.7)	(63.2)	(297.3)
2004年3月31日現在	703.5	3,703.5	312.8	-	1,016.3	3,703.5
<b>確認開発埋蔵量</b>						
2004年3月31日現在	473.4	1,372.6	312.8	-	786.2	1,372.6

**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2004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、2004年3月31日時点の油価及び費用を使用しております。将来の開発費は一定の油価、及び現在の経済、操業、規制状況が継続することを前提としております。将来の法人税は、将来の税引前キャッシュ・フローに対し既存の法令に基づいた税金を条件として算定されております。また、割引率は10%を使用しております。

経済的な価値が潜在的な埋蔵量を考慮していないこと、割引率10%は任意で設定されていること、油価は常時変化することから、本情報は、石油・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。

**当社グループ**

2003年3月31日現在 連結対象会社分	百万円 <sup>(注)</sup>			
	合計	東南アジア・ オセアニア	中東	カスピ海沿岸・ その他
将来キャッシュ・インフロー	¥2,632,676	¥2,572,923	¥ 59,753	—
将来の売上原価及び開発費	(853,363)	(817,844)	(35,519)	—
将来の法人税	(806,386)	(784,686)	(21,700)	—
割引前の将来純キャッシュ・フロー	972,927	970,393	2,534	—
年間割引率 10%	(482,675)	(481,718)	(957)	—
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	¥ 490,252	¥ 488,675	¥ 1,577	—
持分法適用関連会社分	¥ 7,973	¥ 3,330	¥ 4,643	—

(注) 米ドルは、読者の便宜のため、2003年3月31日の換算レートである1米ドル120.20円で計算しております。

2004年3月31日現在 連結対象会社分	百万円				
	合計	東南アジア・ オセアニア	中東	カスピ海沿岸・ その他	当社グループと ジャパン石油開発 株式会社の合算
将来キャッシュ・インフロー	¥2,825,423	¥2,214,915	¥ 54,623	¥ 555,885	¥ 3,981,641
将来の売上原価及び開発費	(878,801)	(695,001)	(29,210)	(154,590)	(1,250,303)
将来の法人税	(784,076)	(668,008)	(23,208)	(92,860)	(1,486,212)
割引前の将来純キャッシュ・フロー	1,162,546	851,906	2,205	308,435	1,245,126
年間割引率 10%	(551,371)	(394,243)	(725)	(156,403)	(589,645)
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	¥ 611,175	¥ 457,663	¥ 1,480	¥ 152,032 <sup>(注)</sup>	¥ 655,481
持分法適用関連会社分	¥ 4,652	—	¥ 4,652	—	¥ 14,592

(注) 152,032百万円のうち少数株主に帰属するものが49%含まれます。

2004年3月31日現在 連結対象会社分					百万円
	合計	東南アジア・ オセアニア	中東	カスピ海沿岸・ その他	当社グループと ジャパン石油開発 株式会社の合算
期首標準測定値	¥ 490,252	¥ 488,675	¥ 1,577	¥ -	¥ 549,272
変動要因					
産出された石油・ガスの販売または移転	(141,880)	(139,366)	(2,514)	-	(188,083)
油ガス価及び生産単価の純増減	(60,480)	(66,477)	5,997	-	53,116
拡張及び発見、産出技術の改良	212,653	60,621	-	152,032	212,653
開発費の変動	61,464	60,356	1,108	-	68,343
埋蔵量の変動	(19,718)	(19,494)	(224)	-	(34,838)
時間の経過による増加	91,705	90,194	1,511	-	133,403
法人税の変動	16,522	19,759	(3,237)	-	(40,940)
その他	(39,343)	(36,605)	(2,738)	-	(97,445)
期末標準測定値	¥ 611,175	¥ 457,663	¥ 1,480	¥ 152,032	¥ 655,481

#### 2004年3月31日現在の推定埋蔵量 (probable reserves)

2004年3月31日現在の当社グループ(当社及び当社連結子会社・持分法適用関連会社)及びジャパン石油開発株式会社を合算した原油、コンデンサート及びLPGの推定埋蔵量は、1,676百万バレル、天然ガスの推定埋蔵量は3,834十億立方フィートとなっています。この推定埋蔵量は当社グループ及びジャパン石油開発株式会社の保有権益シェア分に相当する正味数量であります。

#### 当社グループ

2004年3月31日現在	東南アジア・ オセアニア	中東	カスピ海沿岸・ その他	小計	持分法適用 関連会社分	合計
原油・コンデンサート・LPG (百万バレル)	124.0	64.5	702.3	890.8	12.9	903.7
天然ガス (十億立方フィート)	2,935.3	-	305.5	3,240.8	593.2	3,834.0
合計 (原油換算百万バレル)	613.2	64.5	753.2	1,430.9	111.8	1,542.7

#### 当社グループとジャパン石油開発株式会社の合算

2004年3月31日現在	東南アジア・ オセアニア	中東	カスピ海沿岸・ その他	小計	持分法適用 関連会社分	合計
原油・コンデンサート・LPG (百万バレル)	124.0	442.3	702.3	1,268.5	407.9	1,676.4
天然ガス (十億立方フィート)	2,935.3	-	305.5	3,240.8	593.2	3,834.0
合計 (原油換算百万バレル)	613.2	442.3	753.2	1,808.7	506.7	2,315.4

## 2. 石油及び天然ガスの生産量

下表は、2002年、2003年及び2004年3月31日に終了した事業年度の当社グループ(子会社、持分法適用関連会社を含む)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。また、本表中の「当社グループとジャパン石油開発株式会社の合算」の欄は、ジャパン石油開発株式会社が2003年4月1日に当社の完全子会社になったと仮定して算出しております。なお、持分法適用関連会社の当社権益分生産量につきましては、地域毎に分類しておりません。

3月31日終了の事業年度	当社グループとジャパン石油開発株式会社の合算			
	2002	2003	2004	2004
<b>原油(千バレル/日)</b>				
東南アジア・オセアニア	53.6	44.8	42.3	42.3
中東	4.2	4.2	4.7	67.1
カスピ海沿岸	-	-	10.1	10.1
小計	57.9	49.0	57.0	119.4
持分法適用関連会社分	3.1	3.0	2.7	53.8
合計	61.0	52.0	59.8	173.2
年間生産量(百万バレル)	22.3	19.0	21.8	63.2
<b>天然ガス(千立方フィート/日)</b>				
東南アジア・オセアニア	647,616.4	700,274.0	809,945.2	809,945.2
中東	-	-	-	-
カスピ海沿岸	-	-	-	-
小計	647,616.4	700,274.0	809,945.2	809,945.2
持分法適用関連会社分	4,493.2	4,356.2	4,602.7	4,602.7
合計	652,109.6	704,630.1	814,547.9	814,547.9
年間生産量(十億立方フィート)	238.0	257.2	297.3	297.3
<b>原油・天然ガス合計(原油換算千バレル/日)</b>				
東南アジア・オセアニア	161.6	161.5	177.3	177.3
中東	4.2	4.2	4.7	67.1
カスピ海沿岸	-	-	10.1	10.1
小計	165.8	165.8	192.0	254.4
持分法適用関連会社分	3.9	3.7	3.5	54.5
合計	169.7	169.5	195.5	309.0
年間生産量(原油換算百万バレル)	61.9	61.9	71.4	112.8

(注) (1)「原油」には、コンデンセート及びLPGを含んでおります。

(2)ジャパン石油開発株式会社の生産量はロイヤリティ分を含んでおります。

(3)ジャパン石油開発株式会社の利権契約を有する持分法適用関連会社への投資分は、これまでジャパン石油開発株式会社の単体財務諸表中、原価法により報告されておりましたが、2005年3月期以降の当社連結財務諸表では持分法により報告される予定です。上記の表においては、当該投資分は持分法として報告されたとして作成されております。



# 連結子会社及び関連会社

2004年3月31日現在

## 連結子会社

会社名	所在地	主要な事業の内容	資本金 (百万)	議決権の 所有(%)
ナトゥナ石油株式会社	東京都渋谷区	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	¥5,000	100.00
インベックステナガ株式会社	東京都渋谷区	インドネシア共和国東カリマンタン・マハカム沖海域テナガ鉱区における石油・天然ガスの探鉱・開発・販売	¥1,020	100.00
アルファ石油株式会社	東京都渋谷区	オーストラリア連邦WA-10-L鉱区における石油・天然ガスの探鉱・開発・生産・販売	¥3,814	100.00
サウル石油株式会社	東京都渋谷区	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・ウンダンガスコンデンセート田における石油・天然ガスの探鉱・開発・生産・販売	¥4,600	100.00
インベックスエーピーケー石油株式会社	東京都渋谷区	アラブ首長国連邦アブアルブークーシュ鉱区における石油の探鉱・開発・生産・販売	¥2,500	95.00
インベックス南西カスピ海石油株式会社	東京都渋谷区	アゼルバイジャン共和国アゼリ油田・チラグ油田・グナシリ油田深海部における石油の探鉱・開発・生産・販売	¥53,594	51.00
インベックスチモールシー株式会社	東京都渋谷区	オーストラリア/東チモール共同石油開発地域JPDA03-01鉱区における石油・天然ガスの探鉱	¥2,275	100.00
インベックス西豪州ブラウス石油株式会社	東京都渋谷区	オーストラリア連邦西オーストラリア州WA-285-P鉱区における石油・天然ガスの探鉱	¥18,200	100.00
インベックスマセラアラフラ海石油株式会社	東京都渋谷区	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	¥12,859	50.14
インベックス北カスピ海石油株式会社	東京都渋谷区	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	¥43,180	45.00
北東マハカム沖石油株式会社	東京都渋谷区	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	¥803	100.00
インベックス東アルグニ石油株式会社	東京都渋谷区	解散手続中	¥263	100.00
インベックス西アルグニ石油株式会社	東京都渋谷区	解散手続中	¥442	100.00
インベックス北ナトゥナ石油株式会社	東京都渋谷区	インドネシア共和国ナトゥナ海ニラ鉱区における石油・天然ガスの探鉱	¥570	100.00
インベックス北マハカム沖石油株式会社	東京都渋谷区	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	¥2,100	100.00
インベックス南スラウェシ沖石油株式会社	東京都渋谷区	解散手続中	¥1,345	100.00
インベックス北マカッサル石油株式会社	東京都渋谷区	インドネシア共和国東カリマンタン海域ドンガラ鉱区における石油・天然ガスの探鉱	¥3,243	54.18
インベックストレーディング株式会社	東京都渋谷区	原油の販売及び原油販売代理・仲介・斡旋、石油及び天然ガスの市場調査及び販売企画	¥50	100.00
インベックスサービス株式会社	東京都渋谷区	当社所有の不動産・福利厚生施設の管理業務等	¥65	100.00
INPEX BTC Pipeline, Ltd.	ケイマン諸島 グランドケイマン	パイプライン建設会社への出資等	27.3 米ドル	100.00
INPEX DLNGPL Pty Ltd	オーストラリア 連邦西オーストラリア州	LNGプラント運営会社への出資・パイプライン事業運営	63.24 豪ドル	100.00
ジャパン石油開発株式会社 <sup>(注)</sup>	東京都渋谷区	アラブ首長国連邦上部ザクム、サター、ウムアダルク、ウムシャイフ及び下部ザクム各油田における石油の生産	¥18,800	100.00

会社名	所在地	主要な事業の内容	資本金 (百万)	議決権の 所有(%)
インベックスジャワ株式会社	東京都渋谷区	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	¥4,804	83.50
インベックススマトラ株式会社	東京都渋谷区	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	¥400	100.00
インベックス南ナトゥナ株式会社	東京都渋谷区	解散手続中	¥520	100.00
インベックス北東サハラ株式会社	東京都渋谷区	解散手続中	¥2,302	50.07
インベックスラベチモール海石油株式会社	東京都渋谷区	解散手続中	¥5,441	47.00
アザデガン石油開発株式会社	東京都渋谷区	イラン・イスラム共和国アザデガン油田の評価及び開発	¥10	100.00

(注) 2004年5月17日よりジャパン石油開発株式会社は連結子会社となりました。

#### 持分法適用関連会社

名称	住所	主要な事業の内容	資本金 (百万)	議決権の 所有(%)
Albacora Japão Petróleo Limitada	ブラジル連邦共和国リオデジャネイロ市	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リース	29.525 レアル	50.00
MI Berau B.V.	オランダ王国ロツテルダム市	インドネシア共和国パプア州ベラウ鉱区における天然ガスの探鉱・開発	612.112 ユーロ	44.00
インベックス北カンボス沖石油株式会社	東京都渋谷区	Frade Japão Petróleo Limitadaによる石油・天然ガスの探鉱事業への資金提供	¥5,456	37.50
JJI S&N B.V.	オランダ王国アムステルダム市	イラン・イスラム共和国海上ソルーシュ油田における石油・天然ガスの探鉱・開発	35.301 ユーロ	25.00
Frade Japão Petróleo Limitada	ブラジル連邦共和国リオデジャネイロ市	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	92.923 レアル	0.0003
ノースランド石油株式会社	東京都渋谷区	解散手続中	¥2,935	32.16
ボンタン・トレイン・ジー・プロジェクト・ファイナンス株式会社	東京都渋谷区	インドネシア共和国東カリマンタンボンタン地区における液化天然ガス生産施設建設に対する融資事業	¥50	40.00
ボンタン・エルエヌジー・トレイン・エイチ投資株式会社	東京都渋谷区	インドネシア共和国東カリマンタンボンタン地区における液化天然ガス生産施設建設に対する融資事業	¥50	40.00
プロジェクト・ファイナンス・ピーエル・アールイー株式会社	東京都渋谷区	インドネシア共和国東カリマンタンボンタン地区における既設液化天然ガス生産設備改修工事関連事業に対する投資などに係わる業務	¥20	30.00
BP-Japan Oil Development Company Ltd. <sup>(注1)</sup>	英国ロンドン市	ADMA (Abu Dhabi Marine Areas Ltd. 社)への投資	0.322 ポンド	45.00
アンゴラ石油株式会社 <sup>(注2)</sup>	東京都千代田区	アンゴラ共和国海上Block 3/80における石油の探鉱・開発・生産・販売	¥10,500	10.00
エイジョコ・エクスプロレーション株式会社 <sup>(注2)</sup>	東京都千代田区	アンゴラ共和国海上Block 3/85における石油の探鉱・開発・生産・販売	¥6,400	12.50
エイジェックス石油株式会社 <sup>(注2)</sup>	東京都千代田区	アンゴラ共和国海上Block 3/91における石油の探鉱・開発・生産・販売	¥2,996	12.73

(注1) 2004年5月17日よりBP-Japan Oil Development Company Ltd. は持分法適用関連会社になりました。

(注2) 2004年9月27日に、アンゴラ石油株式会社、エイジョコ・エクスプロレーション株式会社及びエイジェックス石油株式会社の株式をそれぞれ19.60%、25.00%、25.00%まで増加させました。

## 事業投資先プロジェクト一覧

2004年3月31日現在

会社名	所在地	資本金 (百万)	当社出資額 (百万)	プロジェクト現況
日本インドネシア石油協力株式会社	東京都港区	¥46,814	¥2,393	PERTAMINA社が操業するインドネシアにおける探鉱・開発作業に資金を供与し、元利返済及び報酬分を生産物により対日供給するプロジェクト。
ジャワ石油株式会社	東京都品川区	¥6,200	¥744	PERTAMINA社が操業するジャワ島陸上2地域における探鉱・開発作業に資金を供与し、元利返済及び報酬分を生産物により対日供給するプロジェクト。RDL油田で生産中。
ビルマ石油開発株式会社	東京都港区	¥346	¥15	マルタバン沖試掘井掘削に係るミャンマー国営石油会社(MOGE)への融資契約。
新南海石油開発株式会社	東京都品川区	¥3,100	¥93	中国珠江口沖16/06鉱区に係る生産分与契約。Lufeng13-1油田で生産中。
新華南石油開発株式会社	東京都中央区	¥3,000	¥60	中国珠江口沖16/06鉱区に係る生産分与契約。Lufeng13-1油田で生産中。
サハリン石油ガス開発株式会社	東京都千代田区	¥22,592	¥973	サハリン島北東のオドプト、チャイウオ、アルクトン・ダギの3鉱床に係る生産分与契約。
カナダオイルサンド株式会社	東京都品川区	¥36,483	¥693	アサバスカ鉱区に係るオイルサンド開発契約。
ワンドゥー石油開発株式会社	東京都港区	¥3,000	¥450	西オーストラリアダンピア沖合・WA-202-P、WA-14-L、WA-256-P、WA-286-P、WA-325-P、WA-327-P、WA-226-P、T/RL1、T/18P 鉱区に係る探鉱・開発権。ワンドゥー油田で生産中。

## 会社概要

〔社名〕	国際石油開発株式会社 INPEX CORPORATION	
〔設立〕	1966(昭和41)年2月	
〔資本金〕	294億6千万円	
〔住所〕	〒150-0013 東京都渋谷区恵比寿4丁目1番18号(恵比寿ネオナート)	
〔TEL〕	03-5448-1201(代表)	
〔FAX〕	03-5448-1259	
〔URL〕	<a href="http://www.inpex.co.jp">http://www.inpex.co.jp</a>	
〔海外事務所〕	<p>ジャカルタ事務所 [ INPEX Jakarta Office ] 7th Floor, Midplaza I, Jalan, Jenderal Sudirman Kav. 10-11, Jakarta 10220, Indonesia Tel: 62-21-570-0557 Fax: 62-21-570-0575</p> <p>パース事務所 [ Perth Office ] Level 27, Exchange Plaza, 2 The Esplanade, Perth, Western Australia 6000, Australia Tel: 61-8-9223-8433 Fax: 61-8-9223-8455</p>	<p>テヘラン事務所 [ INPEX Tehran Office ] No. 25, 35th St, Alvand Ave, Argentina Square, Tehran, Iran Tel: 98-21-878-1194 Fax: 98-21-878-3261</p> <p>JODCO アブダビ支店 [ JODCO Abu Dhabi Branch ] Al Masaood, Tower Sheikh Hamdan Street, P.O. Box 2659, Abu Dhabi, UAE Tel: 971-2-6345612 Fax: 971-2-6336695</p>

## 役員紹介

代表取締役社長	松尾 邦彦	
代表取締役副社長	黒田 直樹	
代表取締役専務取締役	喜田 勝治郎	秘書・経営企画・総務・広報・石油営業担当
代表取締役専務取締役	藤井 睦久	管理・経理担当
常務取締役	古野間 計久	オセアニア地域担当
常務取締役	由井 誠二	中東プロジェクト担当
常務取締役	手塚 登	テヘラン事務所長
常務取締役	金森 邦夫	探鉱・物理探鉱担当
取締役	桜井 勝彦	企画渉外担当、企画渉外部長
取締役	光 道雄	ガス事業担当、ガス事業部長
取締役	谷川 定文	ジャカルタ事務所長
取締役	菅谷 俊一郎	開発・幕張技術開発室担当、開発部担当支配人
取締役	伊藤 成也	経営企画部長兼広報室長
取締役	田中 渡	テヘラン事務所副所長
取締役(社外取締役)	若杉 和夫	石油資源開発株式会社 代表取締役会長
取締役(社外取締役)	増田 幸央	三菱商事株式会社 代表取締役副社長執行役員
取締役(社外取締役)	佐藤 純二	三井石油開発株式会社 代表取締役社長
取締役(社外取締役)	桑原 茂樹	丸紅株式会社 代表取締役副社長
監査役(常勤)(社外監査役)	川 信雄	
監査役(常勤)	渡辺 滋	
監査役(社外監査役)	小野 良一	石油資源開発株式会社 代表取締役副社長
監査役(社外監査役)	徳永 忠昭	財団法人海外貿易開発協会専務理事



***INPEX***