

# INPEX



# 2005

国際石油開発株式会社  
アニュアルレポート 2005  
2005年3月期



# 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す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。SEC基準に基づき算出された2005年3月31日現在の当社グループが保有する確認埋蔵量は原油換算で1,545百万バレル、2005年3月期の平均ネット生産量は、原油換算で日量330千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
ごあいさつ .....	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 .....	58
連結子会社及び関連会社 .....	63
事業投資先プロジェクト一覧 .....	65
会社概要 .....	66
株式の状況 .....	67

### 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

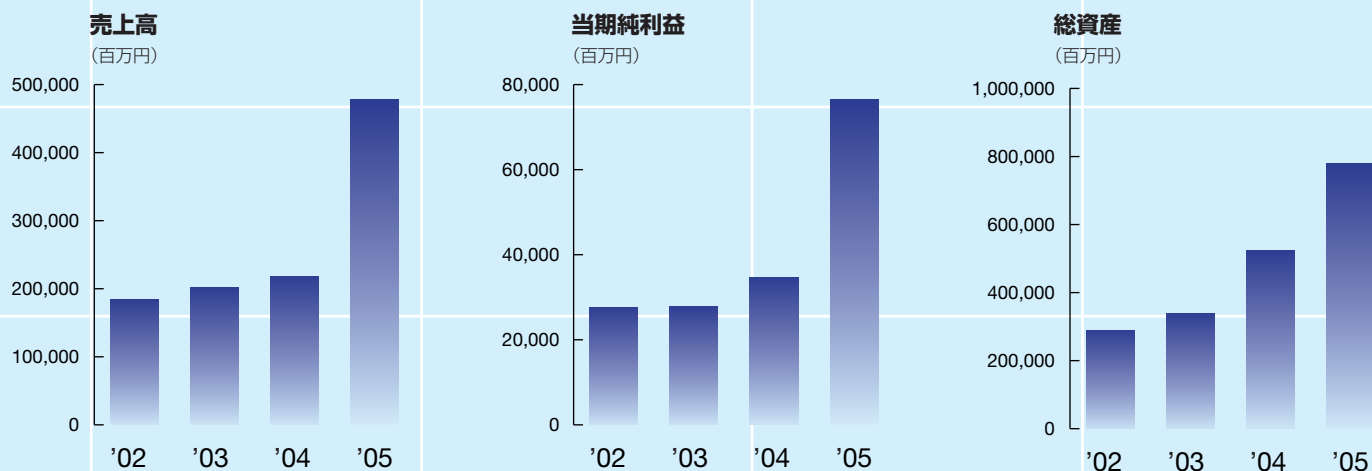
2002年、2003年、2004年及び2005年3月31日終了の連結会計年度

3月31日終了の連結会計年度				百万円	千米ドル <sup>(3)</sup>
	2002	2003	2004	2005	2005
売上高	¥ 184,204	¥ 201,533	¥218,831	<b>¥478,587</b>	<b>\$4,455,703</b>
営業利益	97,049	97,270	93,876	<b>268,663</b>	<b>2,501,285</b>
当期純利益	27,606	27,912	34,782	<b>76,494</b>	<b>712,168</b>
営業活動からのキャッシュ・フロー	51,827	51,282	44,464	<b>131,207</b>	<b>1,221,553</b>
総資産(期末現在)	287,649	338,747	525,298	<b>779,228</b>	<b>7,254,706</b>
長期借入金(期末現在)	31,024	46,865	169,307	<b>175,604</b>	<b>1,634,894</b>
純有利子負債(期末現在) <sup>(1)</sup>	(104,900)	(109,691)	42,297	<b>(52,482)</b>	<b>(488,614)</b>
純資産額(期末現在)	230,825	253,570	278,114	<b>411,296</b>	<b>3,829,215</b>
				円	米ドル <sup>(3)</sup>
1株当たり当期純利益	¥46,852.92	¥47,178.51	¥58,838.76	<b>¥40,255.92</b>	<b>\$374.79</b>
1株当たり当期純利益 <sup>(2)</sup>	15,617.64	15,726.17	19,612.92	-	-
1株当たり配当金	10,000	10,000	10,000	<b>4,000</b>	<b>37.24</b>
1株当たり配当金 <sup>(2)</sup>	3,333	3,333	3,333	-	-

注記：(1) 純有利子負債=有利子負債-現金及び現金同等物-制限付預金-時価のある債券

(2) 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、当該株式分割の影響を加味しております。

(3) 2005年3月31日時点の為替レート1米ドル=107.41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、2004年及び2005年3月31日終了の連結事業年度

下表は、2002年、2003年、2004年及び2005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。

3月31日終了の事業年度	2002	2003	2004	2005
<b>確認埋蔵量(期末現在)<sup>(1)</sup>:</b>				
原油・コンデンセート・LPG(百万バレル)	199.9	166.4	359.5	919.0
天然ガス(十億立方フィート)	3,555.2	3,367.4	3,703.5	3,756.5
合計(原油換算百万バレル)	792	728	977	1,545
<b>生産量<sup>(1)</sup>:</b>				
原油・コンデンセート・LPG(千バレル/日)	61.0	52.0	59.8	192.6
天然ガス(千立方フィート/日)	652,109.6	704,630.1	814,547.9	823,462.3
合計(原油換算千バレル/日)	169.7	169.5	195.5	329.8
<b>原油換算1バレル当たりの平均コスト(米ドル)<sup>(2)</sup>:</b>				
生産コスト <sup>(3)</sup>	3.7	4.4	4.8	7.0
一般管理費	0.6	0.7	0.7	0.7
<b>費用(百万円)<sup>(4)</sup>:</b>				
権益取得費	1,777	7,893	167,792	52,124
探鉱費	12,383	18,030	25,296	4,220
開発費	38,151	67,161	92,348	113,406
合計	52,311	93,084	285,436	169,750
<b>可採年数(年):</b>				
期末の確認埋蔵量/期中生産量	12.8	11.8	13.7	12.8
期末の確認+推定埋蔵量/期中生産量			35.3	29.7
<b>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)(5)</sup></b>		498,225	615,827	873,197
<b>リザーブ・リプレースメント・レシオ(3年平均、%)<sup>(6)</sup>:</b>			170	397
<b>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)(7)</sup></b>			12.1	4.9
<b>推定埋蔵量(期末現在)<sup>(1)</sup>:</b>				
原油・コンデンセート・LPG(百万バレル)			903.7	1,510.9
天然ガス(十億立方フィート)			3,834.0	3,085.3
合計(原油換算百万バレル)			1,542.7	2,025.1

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、2004年及び2005年3月期はそれぞれ1ドル当たり125.64円、121.10円、112.94円、107.28円の為替レートで換算。持分法適用関連会社分を除く。ただし、ジャパン石油開発株式会社の持分法適用関連会社分のみ含む。

(3)操業費ならびにロイヤリティ。

(4)持分法適用関連会社分を除く。ただし、ジャパン石油開発株式会社の持分法適用関連会社分のみ含む。

(5)2003年、2004年及び2005年3月31日時点の為替レートはそれぞれ期末公示仲値の1米ドル=120.20円、105.63円、107.41円で円に換算。

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

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

## ごあいさつ

株主ならびに投資家の皆様には、平素より当社事業へのご理解とご支援を賜り、誠にありがとうございます。

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。

一方で当社は、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ク・ウンダンLNGプロジェクト及びインドネシアのタングー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、それぞれアバディ、イクシスという有望な天然ガス・コンデンセ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オペレーターとして評価・開発作業に従事するなど、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(いわゆるパイバック契約)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。

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。



代表取締役社長  
黒田 直樹

代表取締役会長  
松尾 邦彦

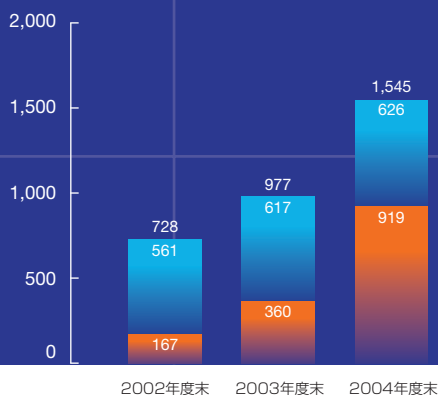
黒田 直樹 松尾 邦彦

代表取締役社長 黒田 直樹

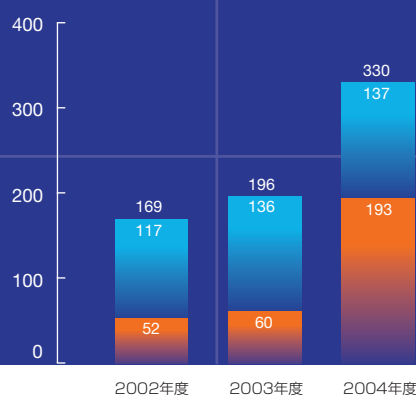
代表取締役会長 松尾 邦彦

# 成長の原動力

製品別確認埋蔵量\*の推移  
(原油換算百万バレル)



製品別生産量\*の推移  
(原油換算千バレル/日)



- 原油/コンデンサート/LPG
- 天然ガス

注記:

\* 米国証券取引委員会(SEC)規則に従った数値。2002年度末、2003年度末及び2004年度末の確認埋蔵量は DeGolyer and MacNaughton 社の埋蔵量評価鑑定書に基づく。持分法適用会社の持分を含む。

## [ 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社により認定された、2005年3月31日現在の当社が保有する確認埋蔵量は、原油換算で約1,545百万バレルであり、うち34%は未開発の確認埋蔵量となっております。また、米国石油技術者協会(SPE)及び世界石油会議(WPC)の基準に従いDeGolyer and MacNaughton社により認定された2005年3月31日現在の推定埋蔵量は、原油換算で約2,025百万バレルとなっております。

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クー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。

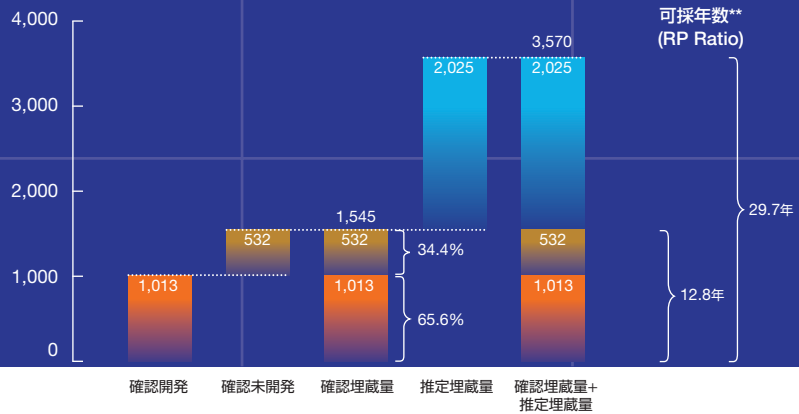
当社グループが2005年3月31日現在で保有する確認埋蔵量と、2005年3月期の生産量をもとに算出した可採年数は約13年であり、これに2005年3月31日現在における推定埋蔵量を加えると、可採年数は約30年になります。

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

既に生産中のプロジェクトに加え、以下に挙げるような確認未開発埋蔵量及び推定埋蔵量を有するプロジェクトの開発生産活動が進むことによって、中長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。



**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:

\* 2005年3月末の推定埋蔵量はDeGolyer and MacNaughton社の埋蔵量評価鑑定書に基づくSPE(米国石油技術者協会)／WPC(世界石油会議)の基準に従った数値で、持分法適用会社の持分を含む。

\*\* 可採年数=2005年3月末「確認埋蔵量」または「確認埋蔵量+推定埋蔵量」／2004年度生産量実績(RP Ratio: Reserve Production Ratio)

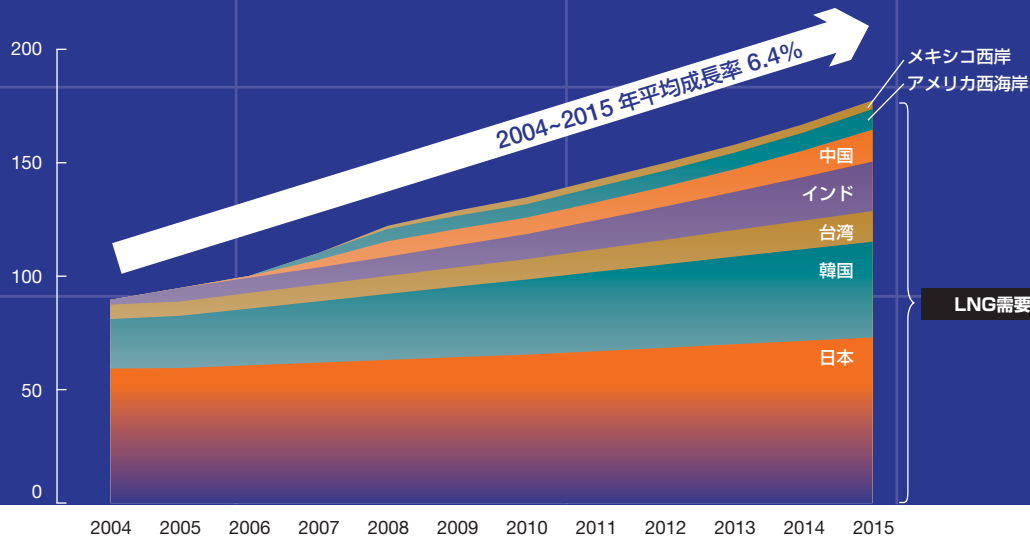
- 第二次開発作業を実施中のACG油田では、BTCパイプラインの稼働に合わせ順次各油田が生産体制に入り、その後段階的に開発エリアを拡大、2009年までに日量100万バレルまでの増産を計画しております。
- 北カスピ海沖合鉱区では、カシャガン油田の開発作業中であり、2008年に生産開始を予定しております。
- インドネシアの南ナトゥナ海B鉱区のベラナック油ガス田では、2004年12月に原油生産を開始しており、2005年には天然ガス、2006年にはLPGの生産を計画しております。
- インドネシアのタンクーLNGプロジェクトの主力ガス田であるベラウ鉱区では、2008年から天然ガスの生産開始を予定しております。
- 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年に日量15万バレルの原油生産を計画しております。

**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おります。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鉱区では、生産している天然ガスをボンタンLNGプラントへ供給しております。ボンタン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おります。当社とパートナー企業は、マハカム沖鉱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の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まいります。

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

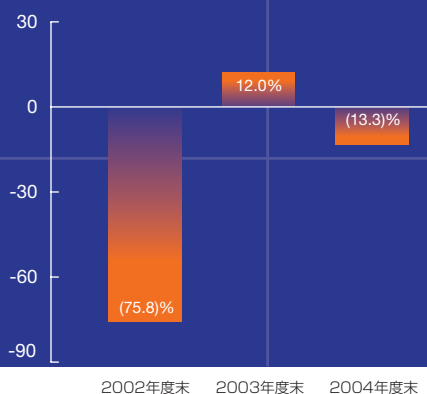
- チモール海共同石油開発地域のバユ・ウندانガスコンデンセート田では、産出される天然ガスを処理するLNGプラント及びプラントまでの海底パイプラインの建設を行っており、2006年より本邦向けにLNGの販売を開始する予定です。
- インドネシアにおける大型LNGプロジェクトであるタンゲーLNGプロジェクトでは、2008年より中国、韓国、米国向けにLNGの販売を予定しており、当社は同プロジェクトの中心的鉱区であるベラウ鉱区のガス田開発に参加しております。
- インドネシアのマセラ鉱区及びオーストラリアのWA-285-P鉱区では、オペレーターとして探鉱作業に成功し、両鉱区で大規模な天然ガス・コンデ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、当社はこれを補うために、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ベラウ鉱区、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、2005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397%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-制限付預金-時価のある債券

\*\* 自己資本比率=株主資本/総資産

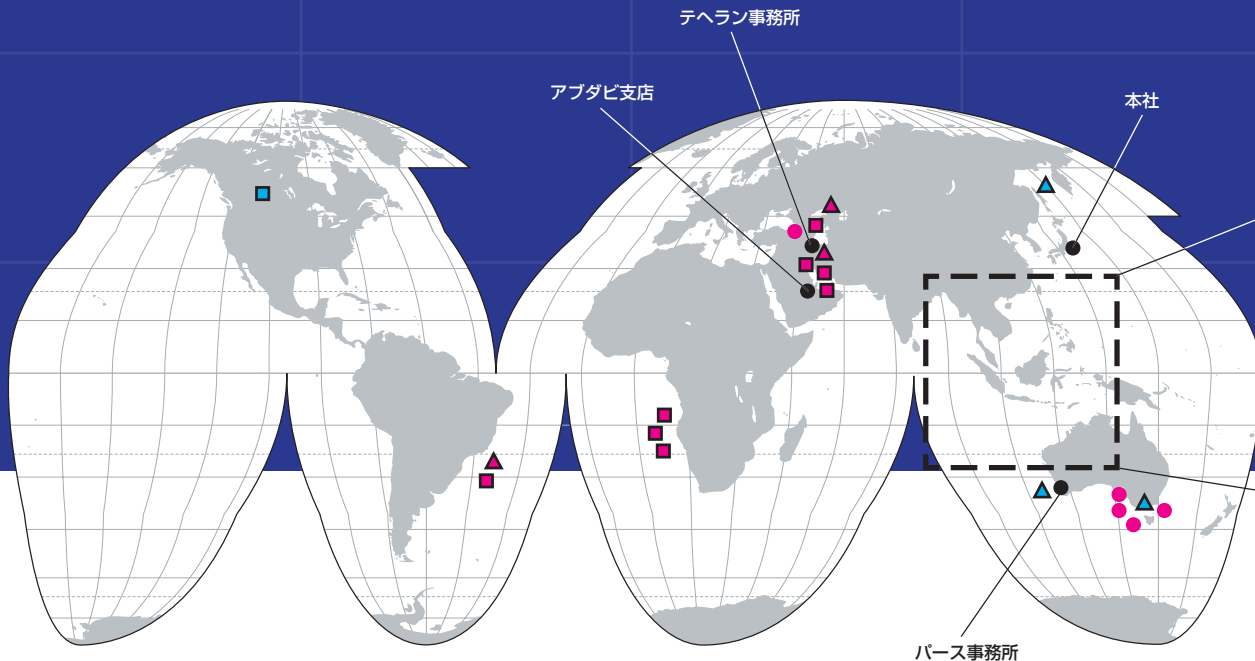
### 健全な財務基盤を安定した資金源でさらに強化

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おります。

- 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。有利子負債から現金及び現金同等物、制限付預金、時価のある債券を差し引いた純有利子負債の使用総資本に対する比率は、2005年3月31日現在でマイナス13.3%となっております。
- 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。2005年3月31日現在の現金及び現金同等物は1,284億円、時価のある債券の額は938億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。



## [ 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、タング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まいります。

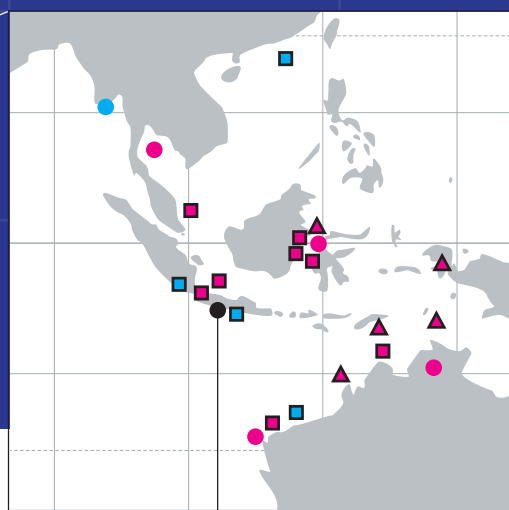
### 世界の有力国際石油企業と構築してきた関係を活かして当社のグローバルオペレーションを拡大

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まいります。

### 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

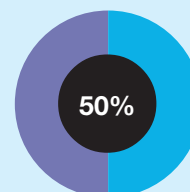
当社は、インドネシアとオーストラリアをコアエリアとしながら、カスピ海地域、中東地域のプロジェクトにも積極的に参加し、世界の有望な地域に多角的に事業を分散させながら、世界規模の優良な資産を獲得してまいりました。既存プロジェクトの着実な生産規模拡大、円滑な生産移行を実現するとともに、これらの地域のほかアフリカや南米、さらに中長期的にはロシアにおける新規プロジェクトの獲得を通じて、事業地域バランスのさらなる向上を進めていく方針です。また、地域バランスに加え、原油／天然ガス

## 当社グループの確認埋蔵量及び生産量の地域別分布状況

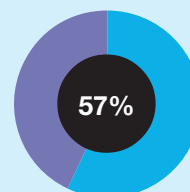


ジャカルタ事務所

【アジア・オセアニア】

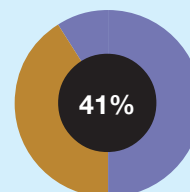


確認埋蔵量

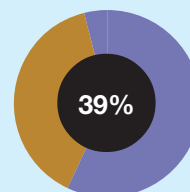


生産量

【中東】

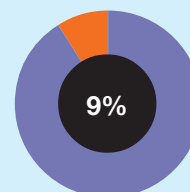


確認埋蔵量

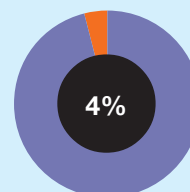


生産量

【カスピ海・その他】



確認埋蔵量



生産量

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形態のバランス、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まいります。

### 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おります。

### 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、開発中のバク・ウندان、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。

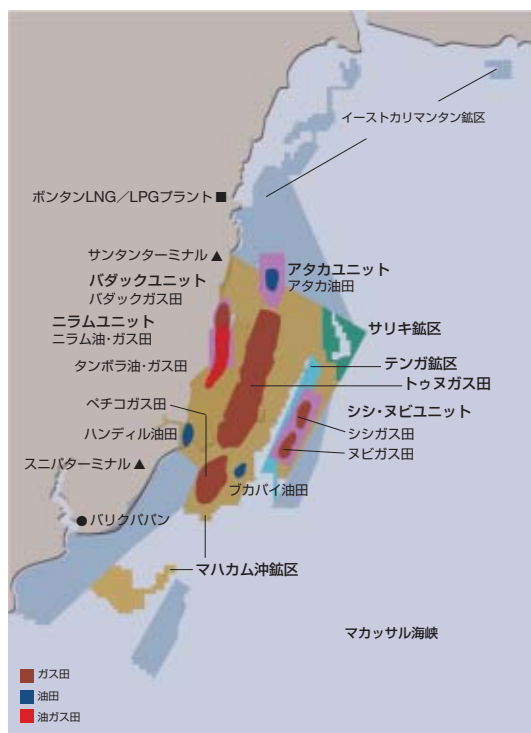
### 投資収益率及び企業価値の最大化を重視した、効率的かつ透明性の高い事業運営の推進

2005年3月期の自己資本利益率（ROE）は22.2%、純使用総資本利益率（ネットROACE）は、20.2%と、いずれも20%を超える高水準となっております。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、今後も引き続き収益力の向上及び企業価値の持続的向上を目指してまいります。

# 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ゲー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年からは原油及び天然ガスの生産を続けております。マハカム沖鉱区では、1970年7月に当社が保有する権益のうち50%をTOTAL社にファームアウトし、プカパイ油田、ハンディル油田、タンボラ油・ガス田、トゥヌガス田、ペチコガス田を逐次発見、それぞれのエリアで原油、天然ガスの生産を続けております。

生産された原油とコンデンセートは、積み出し基地(サンタンターミナル及びスニバターミナル)から日本の石油精製会社、電力会社などへタンカーで出荷されております。天然ガスは主としてボンタン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おります。

これら2鉱区に関する生産分与契約は、2017年までの20年間の延長を得ており、引き続き当社グループ事業の中心的役割を果たす主力鉱区となっております。また2017年以降のさらなる契約期間の延長を目指して準備を進めております。

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%



## 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。

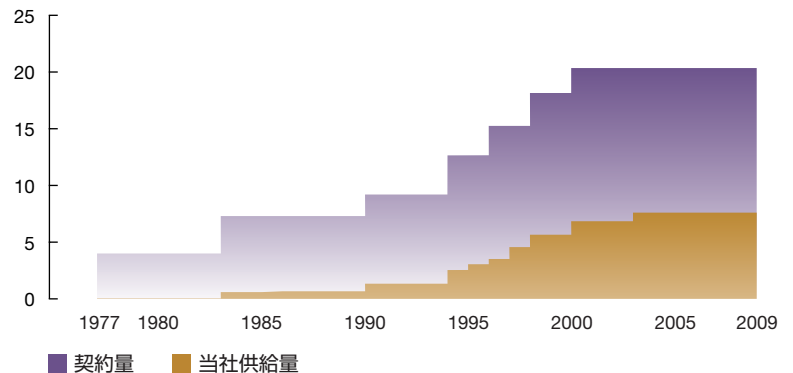
当社保有のマハカム沖鉱区には、現在の生産分与契約の期間中、ボンタンLNGプラントに供給するに十分な天然ガスの埋蔵量が確保されており、同プラントからの安定供給体制を万全に支えてまいります。



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)







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)

1977年7月、当社はすでに発見されていたウダン油田を含む南ナトゥナ海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、スンビ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おります。

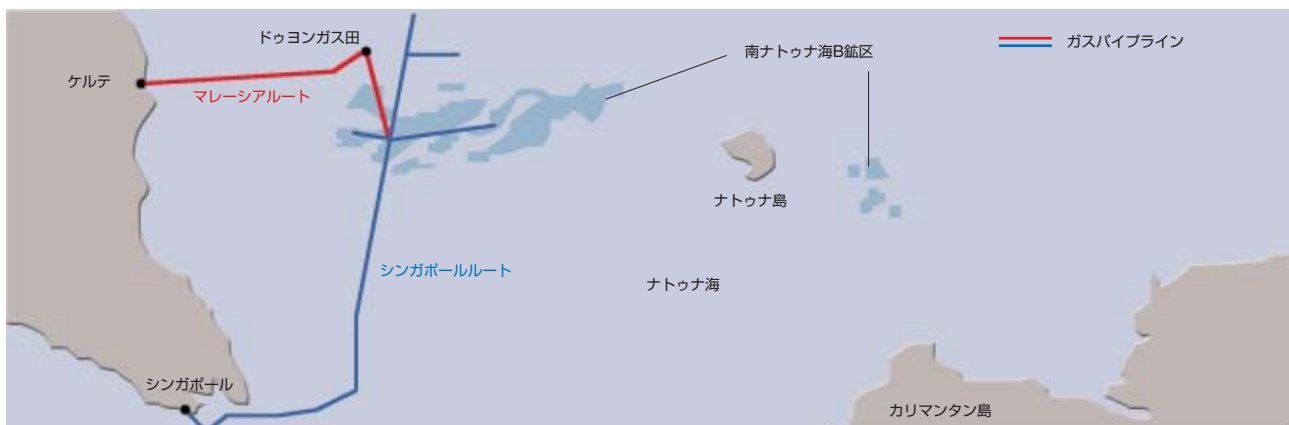
1999年1月には、同鉱区ならびに隣接するナトゥナ海A及びカカップの3鉱区から、インドネシア初の海外向けパイプラインによるシンガポール向けガス販売契約が結ばれ、2001年より供給を開始しております。さらに2002年からは、新たにマレーシア向けのガス販売を開始し、これを受け同鉱区の生産分与契約は2028年まで延長されております。

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。

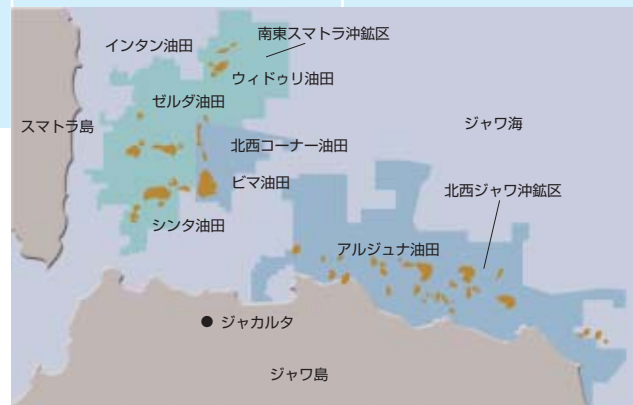


南ナトゥナ海B鉱区ベリダAプラットフォーム

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(インペックスジャワ株式会社)

当社は、1986年10月に北西ジャワ沖鉱区の権益7.25%を取得しました。同鉱区では、1971年にアルジュナ油田の生産を開始して以来、逐次油ガス構造の発見及び開発を行っており1976年にアリンビ油田、1986年に北西コーナー油田、ビマ油田から生産を開始しております。

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)にパイプラインにより供給されております。

契約地域	事業会社(設立)	権益比率
北西ジャワ沖	インペ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(インペックススマトラ株式会社)

当社は、1986年10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、イントタン油田、ウイドゥリ油田という新規油田がそれぞれ発見され、生産を行っております。生産された原油は洋上ターミナルから出荷されております。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おります。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おります。

契約地域	事業会社(設立)	権益比率
南東スマトラ沖	インペ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

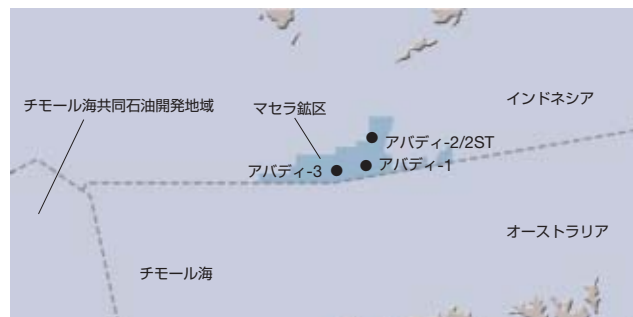
### マセラ鉱区(インペックスマセラアラフラ海石油株式会社)

当社は1998年11月に公開入札によってマセラ鉱区の100%権益を取得し、オペレーターとして作業にあっております。

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、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が期待されております。今後、2006年より評価井の追加掘削により埋蔵量評価を進めると同時にLNGのほか、GTL(天然ガスの液体燃料化)、DME(LPGに相当する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おります。

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	インペ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。MI Berau B.V.社は、ベラウ鉱区及び隣接するウィリアガール鉱区、ならびにムトゥリ鉱区との間で設定された、タンゲーLNGプロジェクトのユニット権益を16.3%保有しております。タンゲーLNGプロジェクトはすでに中国、韓国、北米の各買主との間でLNG売買契約を締結しており、2008年末頃からのLNG生産開始を目指して生産井の掘削、液化プラントの建設作業等を行っております。



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、マセラ鉱区における探鉱作業の成功等、コアエリアであるインドネシアにおけるステータスを一層高めるために、探鉱活動を戦略的に強化しております。また同地域において商業化へ直結す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)	インボ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%



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有望な天然ガス・コンデンセート田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。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、1994年7月、WA-155-P (Part II) 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 I) 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、開発検討作業を行っております。



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 I)		同社 28.5%/BHPBP 39.999%/Apache 31.501%
WA-155-P (Part II)		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、ビクトリア州及びタスマニア州沖合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 55%/Mitwell 25%
	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(インペックス西豪州ブラウズ石油株式会社)

1998年8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、同鉱区にて大規模なガス・コンデンセート構造、イクシスの発見に成功しております。本ガス・コンデンセート田は、周辺の既発見ガス田に比べ、生産ガスにコンデンセート、LPGといった豊富な液体炭化水素分が含まれており、極めて有望なプロジェクトとして期待されております。

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。

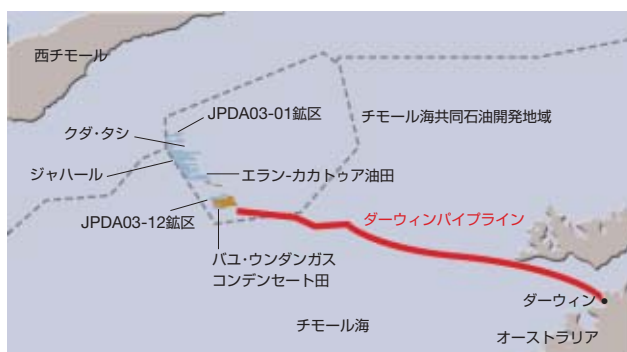


西オーストラリア州沖合掘削現場

契約地域	事業会社(設立)	権益比率
WA-285-P	インペ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・ウング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・ウングダン、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・ウング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年にユニタイゼーションに最終合意し、バユ・ウングダンユニットの共同開発に着手しました。

バユ・ウングダンプロジェクトは、2004年よりコンデンセート及びLPGの生産が開始されており、現在は2006年からの本邦需要家向けLNG販売に向けた開発準備作業、LNGプラントの建設作業等を行っております。当社にとってバユ・ウング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、タンダーに並ぶ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%/東京電力 6.72%/東京ガス 3.36%
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)

1991年10月当社は、チモール海共同石油開発地域内JPDA03-01 鉱区の権益を取得しました。その後同鉱区における探鉱作業の結果、ジャハール、クリル及びクダ・タシの3構造で原油の発見

に成功しており、現在発見構造の開発検討作業を実施しております。

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の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おります。

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。

## 北カスピ海沖合鉱区(インペ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おります。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	インペックス北カスピ海石油株式会社 (1998年8月6日)	同社 8.33%/EniAgip 18.52%/ExxonMobil 18.52%/Shell 18.52%/TOTAL 18.52%/ConocoPhillips 9.26%/KMG 8.33%



### 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沖合のACG(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油田は、1997年よりチラグ油田にて原油の生産を開始し、2005年2月にはアゼリ油田中央部からの原油生産が開始され、現在日量約27万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、現在は主に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、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を確認する目的の一環として、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經由し、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年中に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



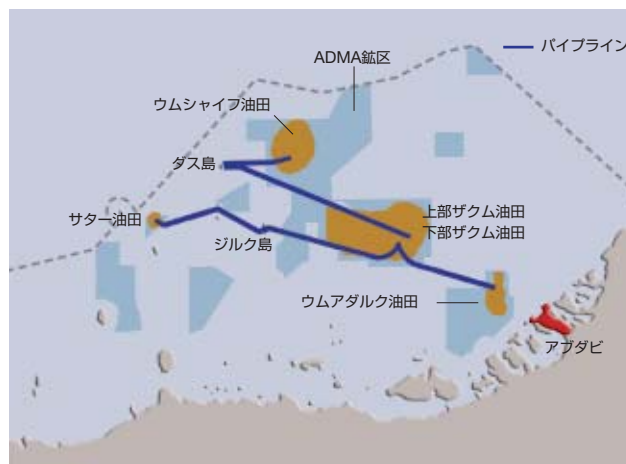
当社はアブダビ沖のADMA鉱区とABK鉱区の権益を保有し、6つの油田で原油を生産しております。イランのアザデガン油田では、オペレーターとして、評価・開発作業を行っております。当社は中東地域をカスピ海や南米と並ぶ重要なターゲットエリアと位置付けており、開発活動に注力しております。

## ADMA(アドマ)鉱区(ジャパン石油開発株式会社)

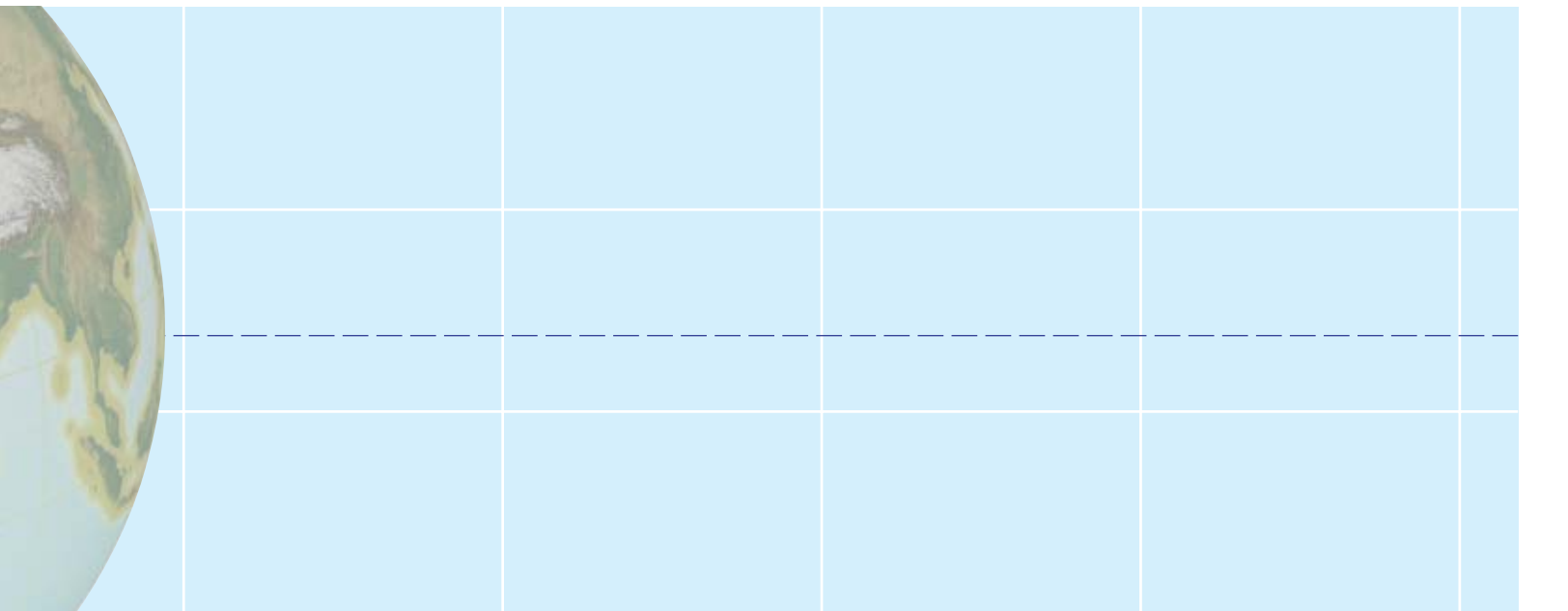
当社は2004年5月、石油公団が保有するジャパン石油開発株式会社の全株式を、株式交換により取得し完全子会社化しました。

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おります。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おります。

これら油田の操業は、現地に設立された操業会社(アブダビ国営石油会社(ADNOC)と同社等との合併会社)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。



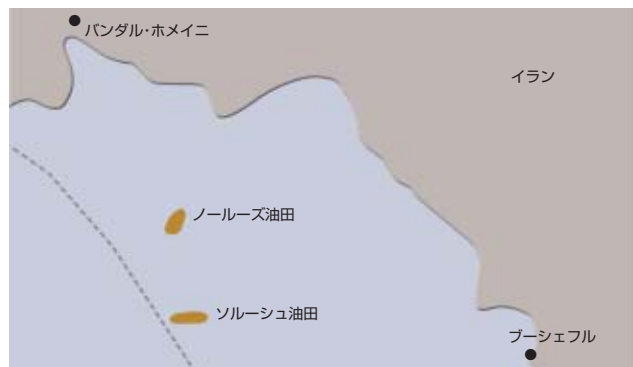
契約地域	事業会社(設立)	権益比率
アブ アル ブクーシュ	インベックスエービーケー石油株式会社 (1996年2月29日)	同社 25%/TOTAL 75%

### ソルーシュ油田及びノールズ油田(JJI S&N B.V.)

2003年1月、当社はイラン・イスラム共和国ソルーシュ油田及びノール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(バイバック契約)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。

本格生産開始に向けた開発井の掘削及び海洋生産施設の建設工事が完了し、現在は生産テストを実施しNIOCへの操業移管に向けた準備を行っております。



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(バイバック契約)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NIOCの子会社Naftiran Intertrade社(NICO)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おります。

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、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。

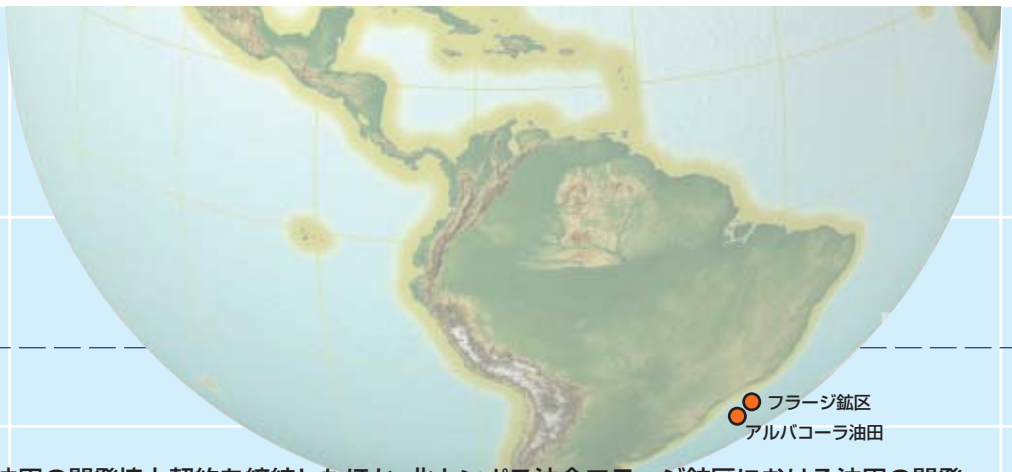
本プロジェクトは、当社グループとして初めての開発・生産オペレータープロジェクトであり、技術力向上と国際的な石油・ガス開発企業としてのプレゼンス強化に寄与するものと期待されます。



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



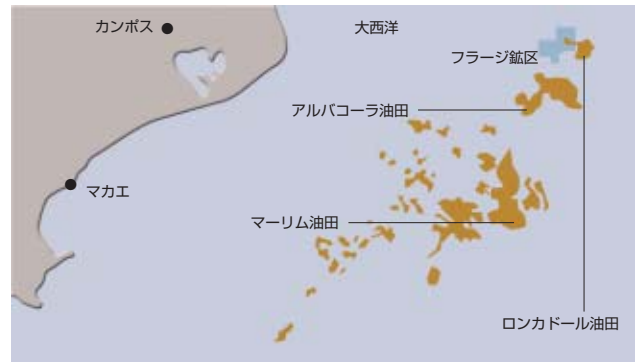
● フラージ鉱区  
● アルバコーラ油田

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ジ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。

## フラージ鉱区(Frاده Japão Petróleo Limitada(FJPL)／インペ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ジ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ジ・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ペ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。

フラージ鉱区は、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2008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
フラージ	Frاده Japão Petróleo Limitada (FJPL) (1999年7月5日) インペックス北カンボス沖石油株式会社 (2000年10月12日)	FJPL 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拡がることが期待されます。

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・決定し、また監督を行っております。取締役会は取締役18名で構成され、うち5名は社外取締役であります。社外取締役5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、丸紅株式会社及び住友商事株式会社(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5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、取締役を委嘱しております。一方、当社株主会社は、いずれも当社グループの事業と重複する事業を行っている企業であることから、競業その他利害相反の可能性については、コーポレート・ガバナンス上の特段の留意が必要であると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機動的な意思決定を行うとともに、取締役会の意思決定に資するための議論を行っております。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おります。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カ月に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。なお、社外監査役3名のうち1名は、当社株主である石油資源開発株式会社の取締役を兼任しております。当該監査役を含む社外監査役3名と当社は特別の利害関係はありません。

##### 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。

## 会計監査

会計監査につきましては、商法及び証券取引法に基づく会計監査を新日本監査法人より受けております。当期において業務を執行した公認会計士の氏名及び継続監査年数、監査業務に係る補助者の構成は以下の通りとなっております。

業務を執行した公認会計士の氏名(継続監査年数) 寺尾 仁之(18年※)、古杉 裕亮(-)

会計監査業務に係る主な補助者の構成 公認会計士:11名、会計士補:16名

※同監査法人は、公認会計士法上の規制開始及び日本公認会計士協会の自主規制実施に先立ち自主的に業務執行社員の交代制度を導入しており、両規制による制限期間以前に交代する予定となっております。

## 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日に石油公団に対して発行しましたが、2005年4月1日に石油公団が解散したことに伴い、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、甲種類株主総会の決議が必要となります。

経済産業大臣は、甲種類株式による拒否権の行使(甲種類株主総会における不承認の決議)についてガイドラインを制定しております。経済産業大臣が拒否権を行使できる場合は、上記重要事項ごとに、「中核的企業として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。

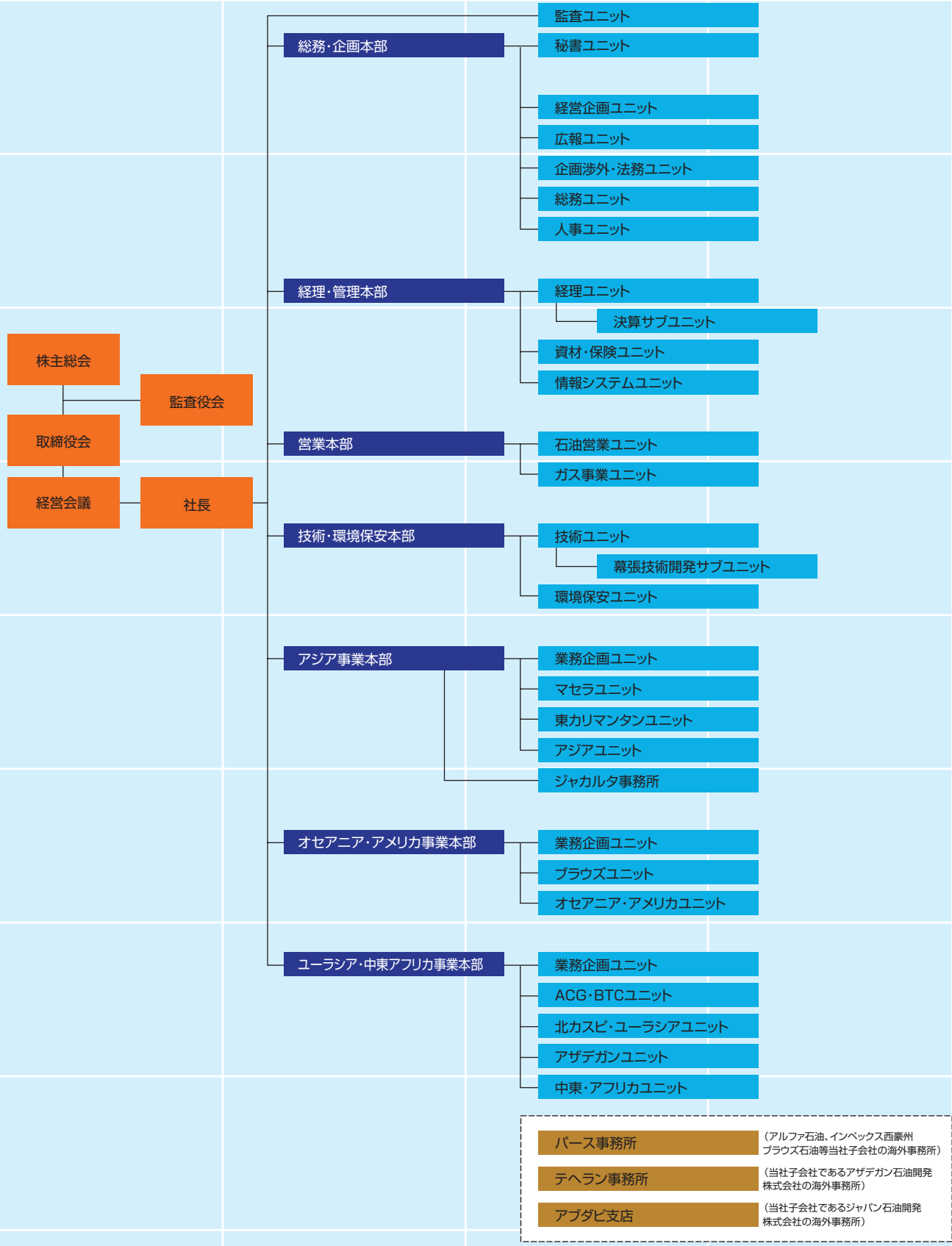
このように甲種類株式による拒否権は限定されたものとなっております。当社としては、当該種類株式の存在により、外資による経営支配や投機目的による敵対的買収等の危険を防止することができ、また、拒否権の対象が限定され、拒否権行使についてもガイドライン等の設定がなされていることにより、当社の経営の効率性・柔軟性を不当に阻害しないよう透明性を高めた必要最小限の措置となっているものと考えております。

## リスク管理及び企業倫理

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

# 本社組織図



## 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 .....	42
連結損益計算書 .....	44
連結株主持分計算書 .....	45
連結キャッシュ・フロー計算書 .....	46
連結財務諸表の注記 .....	47
独立監査人の監査報告書 .....	57

## 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2005年3月期の連結売上高は4,786億円、当期純利益は765億円となりました。このうち、原油売上高は2,932億円、天然ガス売上高は1,854億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あります。2005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1,545百万バレル、2005年3月期の生産量は、原油換算で日量329.8千バレルとなっております。

確認埋蔵量の内訳は、原油、コンデンセート、LPGが919.0百万バレル、天然ガスが3,756.5十億立方フィートとなっており、確認埋蔵量のうち34.4%が確認未開発埋蔵量となっております。また、生産量の内訳は、原油、コンデンセート、LPGが日量192.6千バレル、天然ガスは日量823.5百万立方フィートとなっております。

当社グループはアジア及びオセアニア、中東、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を通じて日本、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。

当社グループのコアエリアであるアジア及びオセアニ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、埋蔵量の減少を補うことのできる有望な新規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(アバディ)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。中東においては、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。また、カスピ海においては、1998年にカシャガン油田を中心とするカザフスタンの北カスピ海沖合鉱区、2002年にはアゼルバイジャンのACG油田の権益を取得し、これらのプロジェクトが本格的に生産を開始すると、当社の原油生産量は更に増加します。

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、当社グループは主に以下の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、特定地域への依存を回避しております。
- 当社グループは従来、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まいりました。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。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。
- 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おりましたが、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油田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。従来、プロジェクトの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まいりましたが、ジャパン石油開発株式会社の統合により、コンセッション契約の割合が上昇しております。また、アザデガン油田に関しては、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。



## 業績に影響を与える要因

当社グループの業績に影響を与える要因には下記のようなものが含まれます。

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

### 原油価格及び天然ガス価格

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

天然ガスの販売価格は、当社グループの生産量の大部分を占めるインドネシアでは販売契約ごとにインドネシアの原油の基準価格に基づいて決定されます。天然ガスの販売契約は、10年以上の長期契約が一般的であり、通常原油価格の変動に伴い天然ガス販売価格も変動しております。

このように、原油価格及び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するリスクがあります。当社グループの売上・利益は、かかる価格変動の影響を大きく受けます。ただし、そ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おりますが正比例しておりません。
- 売上・利益は売上計上時の価格を基に決定されているため、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。

### 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期間、原油・天然ガスの生産期間、生産中の権益の取得による埋蔵量の増加、原始埋蔵量に対する回収能力、そして生産中の契約の満了・延長の状況などがあります。

### 探鉱活動の状況

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

### 外国為替相場の変動

当社グループは原油・天然ガスの売上、支出、借入金の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これに伴う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、借入金については、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、為替変動による損益面への影響を小さくする方向に働いております。

## 金利の変動

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

## 外国法人税

当社グループは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、結果的に法人税等の負担率が増加します。なお、インドネシアでは原油・天然ガスの個別の生産分与契約ごとに法人税が課されており、税務上別の契約で発生した費用を合算することは認められていないため、このような費用が増加した場合には法人税等の負担率が高くなります。また、アラブ首長国連邦のADMA鉱区の上部ザクム油田については、法人税等の財務条件の優遇措置が、2004年から段階的に廃止されることとなっております。優遇措置が廃止される2006年からは、優遇措置廃止前に比べ利益が低下するものの、油価の変動に関わらず毎期一定の利益が期待できます。

## 契約形態ごとの会計処理

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おります。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したが、ジャパン石油開発株式会社の統合により、2005年3月期はコンセッション契約の売上の割合が増加し、売上高のうち生産分与契約の割合は約60%、コンセッション契約は約40%となりました。

## 生産分与契約

### 生産分与とコスト回収

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

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

損益計算書上の会計処理は以下の通りです。

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

## 生産分与契約における回収対象のコスト

### 探鉱コスト

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

### 開発コスト

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

### 生産コスト

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

### 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。

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

## 生産分与契約における回収対象外のコスト

### 権益取得コスト

生産分与契約のプロジェクトにおける探鉱、開発、生産を行うための権益を取得するためのコストである探鉱開発権は、探鉱段階の場合、発生した期に全額費用計上しております。一方、開発段階または生産段階の場合は、貸借対照表に計上し、生産高比例法によって償却しております。通常、この権益取得コストは、生産分与契約におけるコスト回収可能なコストには含まれません。

### 利息

生産分与契約プロジェクトにおいて、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。

## コンセッション契約

### 権益取得コスト

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

### 探鉱コスト

探鉱コストのうち当社分については、発生時に全額費用計上しております。

### 開発コスト

生産のための設備投資額のうち当社は有形固定資産に計上し、生産開始後は主に生産高比例法により減価償却を行い、売上原価として計上しております。

### 生産コスト

生産段階において発生する操業費の当社は、売上原価に計上しております。

### 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。

## 重要な会計方針と会計上の見積り

当社グループは日本の会計基準に則り財務諸表を作成しております。決算日現在の資産及び負債の金額や、当該会計期間における収益及び費用の金額を計上するときに、合理的な見積り、主観的な判断、仮定の設定を行う必要がある場合があります。これらの見積り、判断、仮定は、実際に生じる事象と異なる場合があります。

非常に不確実性の高い事象に対して見積りを行うために何らかの仮定を設定する必要がある場合、あるいは、異なる合理的な見積りを使用したときに財政状態や経営成績に重大な影響を及ぼす場合、これらは会計上の重要な見積りに該当します。当社グループが財務諸表の作成にあたり採用した重要な会計方針は以下の通りです。

### 生産物回収勘定引当金

当社グループでは探鉱、開発、生産段階で発生するコストについて、当該生産分与契約において回収可能と定められていれば、生産物回収勘定として計上しております。産油国政府による開発承認前の探鉱段階にあっては、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に探鉱コストを回収できず損失が発生することに備え、生産物回収勘定引当金が探鉱コストと同額引き当てられております。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、同引当金を新規に計上しません。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。

### 生産高比例法による償却

コンセッション契約の生産施設ならびに生産段階において取得した鉱業権及び探鉱開発権は主として生産高比例法により償却しております。生産高比例法では、確認埋蔵量に対する見積りが重要となります。当社グループの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。

### 探鉱会社への出資に対する引当金

当社グループは原油・天然ガス開発事業を行う企業に出資をしており、当該出資に係る損失の発生に備えて、各事業会社の純資産を基準に見積った引当金を計上しております。当社グループはこのような評価及び見積りは妥当であると考えておりますが、将来の生産量や価格、為替などの実績が見積りと異なれば、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)について、繰延税金資産として計上しております。一時差異のうち、将来の税金負担金額を軽減させる回収可能性が低いと判断された場合は評価性引当金として繰延税金資産から控除します。また、評価性引当金計上の際には、外国税額控除の影響を考慮に入れております。繰延税金資産の回収可能性を認識するためには、当社グループが十分な課税所得を発生させる合理的な見積りが必要となります。販売価格の下落や為替相場の変動、生産量の減退などによって将来の課税所得が予想を下回るような場合は、繰延税金資産の計上について見直す必要があります。

## 退職給付費用

日本の会計基準の「退職給付に係る会計基準」では、退職給付見込額のうち、期末までに発生していると認められる金額の現在価値を退職給付債務として、このうち当期の発生額を退職給付費用として認識する必要があります。ただし、年金制度ごとの従業員数が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。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、当社の退職給付費用及び債務の額は原則法による計上金額とは異なります。

## 業績の状況

### 要約連結損益計算書

3月31日に終了した連結会計年度	(百万円、%)			
	2004		2005	
売上高	¥218,831	100.0%	¥478,587	100.0%
売上原価	105,759	48.3	197,094	41.2
売上総利益	113,072	51.7	281,493	58.8
探鉱費	11,552	5.3	2,474	0.5
販売費及び一般管理費	5,314	2.4	8,718	1.8
減価償却費	2,330	1.1	1,638	0.4
営業利益	93,876	42.9	268,663	56.1
その他収益：				
受取利息	1,575	0.7	4,060	0.9
為替差益	10,761	4.9	-	-
権益譲渡収入	1,497	0.7	-	-
持分法による投資利益	453	0.2	-	-
その他	1,217	0.6	678	0.1
	15,503	7.1	4,738	1.0
その他費用：				
支払利息	1,817	0.8	2,984	0.6
持分法による投資損失	-	-	1,583	0.3
生産物回収勘定引当金繰入額	10,057	4.6	518	0.1
探鉱開発権償却	746	0.4	1,607	0.3
連結調整勘定償却額	-	-	2,784	0.6
為替差損	-	-	2,859	0.6
その他	1,986	0.9	2,434	0.6
	14,606	6.7	14,769	3.1
税金等調整前当期純利益	94,773	43.3	258,632	54.0
法人税、住民税及び事業税	60,318	27.6	182,607	38.1
少数株主損失	(327)	(0.2)	(469)	(0.1)
当期純利益	¥ 34,782	15.9%	¥ 76,494	16.0%



### 売上高

2005年3月期の売上高は4,786億円となり、2004年3月期の2,188億円から2,598億円、118.7%の増収となりました。このうち原油売上高は2,932億円となり2004年3月期の688億円から2,244億円、326.2%の増収となりました。これは、平均為替レートが1米ドル107円40銭で2004年3月期と比べ5円74銭、5.1%円高となったものの、原油販売量が230.2%増加したことに加え、2005年3月期の平均売上価格が1バレル当たり39.93米ドルで、2004年3月期と比べ10.90米ドル、37.5%の上昇となったことにより増収となったものです。

2005年3月期の原油販売量は67.9百万バレルとなり、2004年3月期から47.3百万バレル、230.2%増加となりました。この増加は、ジャパン石油開発(株)の統合により同社(ADMA鉦区)の業績を2005年3月期期首から連結したことに加え、ACG油田の販売量増加やバコ・ウندانガスコンデンサート田及びベラナック油・ガス田の生産が開始されたことなどによるものです。

天然ガスの売上高は1,854億円となり、2004年3月期の1,500億円から354億円、23.6%増収となりました。これは、平均為替レートが5.0%円高となり減収要因となりましたが、天然ガス平均単価が油価高に伴い千立方フィート当たり5.42米ドルと2004年3月期の4.28米ドルに比べ1.14米ドル、26.6%上昇したこと及び販売数量が南ナトゥナ海B鉦区での生産量増加等により、3,004億立方フィートと2004年3月期の2,955億立方フィートと比べ49億立方フィート、1.7%増加したことなどにより増収となったものです。

### 売上原価

2005年3月期の売上原価は1,971億円となり、2004年3月期の1,058億円から913億円、86.4%増加しております。これは、ADMA鉦区等、当期より売上高に計上された油・ガス田のコストが新たに計上されたほか、マハカム沖鉦区での生産能力増強投資等による天然ガス関連費用の増加、ACG油田での売上高の増加に伴う投下作業費の回収額の増加等によるものです。

### 探鉱費

2005年3月期の探鉱費は25億円となり、2004年3月期の116億円から91億円、78.6%の減少となりました。減少の主な要因は、2004年3月期にオーストラリアWA-285-P鉦区(イクシス)において大規模な試掘井・評価井の掘削作業を行いました。2005年3月期は大規模な探鉱投資がなかったことによるものです。

### 販売費及び一般管理費

2005年3月期の販売費及び一般管理費は、87億円となり、2004年3月期の53億円から34億円、64.1%の増加となりました。これは、ジャパン石油開発(株)を連結したことや事業拡大に対応して人員増強を図ったことによる人件費の増加などによるものです。

### 減価償却費

2005年3月期の減価償却費は16億円となり、2004年3月期の23億円から、7億円、29.7%の減少となりました。これは、インペックス南西カスピ海石油(株)の探鉱開発権の償却額が4億円増加したものの、2004年3月期にインペックスジャワ(株)の取得により発生した探鉱開発権の償却による11億円が、2005年3月期はなかったことなどにより減少したものです。

なお、当社グループの生産分与契約の会計処理においては、生産物回収勘定に資産計上されたコストは回収された時点で売上原価に計上するため、多額の固定資産の減価償却費が発生することはありません。

### その他収益

2005年3月期のその他収益は47億円となり、2004年3月期の155億円から108億円、69.4%の減少となりました。この減少は主に2004年3月期に為替差益を108億円計上したのに対して2005年3月期は為替差損29億円を計上したことなどによるものです。

### その他費用

2005年3月期のその他費用は148億円となり、2004年3月期からほぼ横ばいとなりました。これは、2005年3月期に為替差損29億円、連結調整勘定償却額28億円を計上したこと、2004年3月期の持分法による投資利益5億円から2005年3月期は損失16億円となったこと、支払利息が12億円増加したことなどによる費用増があった一方、生産物回収勘定引当金繰入額が5億円となり、2004年3月期の101億円から96億円の減少となったことによるものです。

## 法人税等

2005年3月期の法人税等は1,826億円となり、2004年3月期の603億円から1,223億円、202.7%の増加となりました。これは、ジャパン石油開発(株)を連結したこと及び原油・天然ガスの価格が上昇したことによる外国法人税の増加によるものです。法人税等負担率は2004年3月期の64%から、2005年3月期は71%となりました。法人税等負担率が上昇した主な要因は、ジャパン石油開発(株)を連結したことにより、外国法人税の負担が増加したことによるものです。

なお、「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、これにより法人税等負担率が高くなります。

## 少数株主損失

少数株主損失は5億円で、2004年3月期の3億円と比べ、ほぼ横ばいとなりました。

## 当期純利益

以上の結果、2005年3月期の当期純利益は765億円となり、2004年3月期の348億円から、417億円、119.9%の増加となりました。

## 投資及び資金の調達

### 原油・天然ガスプロジェクトへの投資

当社グループの事業では、原油・天然ガスの新規の埋蔵量を獲得し、開発・生産・販売することにより、安定的な収益を確保する必要があります。以下の表は、当社が事業を行っていく上で必要な探鉱投資、開発投資及び操業費をオペレーター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。

- 探鉱投資には、探鉱井の掘削、地質調査、物理探査の費用が含まれております。当該プロジェクト(鉱区)が探鉱段階にある場合は、プロジェクトを行っている国で発生した人件費、事務所管理費などの一般管理費も探鉱投資に含まれております。
- 開発投資には、開発井の掘削、生産設備にかかる費用が含まれております。
- 操業費には、採集費、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費として計上されます。

なお、探鉱投資及び開発投資の定義ならびに以下の表の作成に使用した基準は、米国財務会計基準書(基準書)第69号「石油・ガス産出活動に関する開示」が規定する基準とは異なっております。当社グループが採用する会計方針と基準書第69号の基準とは、以下のような相違がありますが、以下の記載項目に限定されるものではありません。

- 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おります。
- 次頁の表の投資等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、探鉱投資及び開発投資から控除するよう規定しておりますが、当社グループの場合、このような一般管理費が探鉱投資及び開発投資から必ずしも控除されているわけではありません。

2004年及び2005年3月期の投資等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、%)			
	2004		2005	
探鉱投資	¥ 25,296	16.3%	¥ 4,220	2.4%
開発投資	92,348	59.4	113,406	65.7
小計	117,644	75.7	117,626	68.1
操業費	37,685	24.3	55,009	31.9
合計	¥155,329	100.0%	¥172,635	100.0%

2004年及び2005年3月期の地域別の探鉱投資及び開発投資は以下の通りとなっております。

3月31日に終了した連結会計年度	(百万円、%)			
	2004		2005	
アジア・オセアニア	¥ 85,286	72.5%	¥ 66,643	56.6%
中東	1,106	0.9	8,543	7.3
カスピ海エリア、その他	31,252	26.6	42,440	36.1
合計	¥117,644	100.0%	¥117,626	100.0%

2004年及び2005年3月期の地域別の操業費は以下の通りとなっております。

3月31日に終了した連結会計年度	(百万円、%)			
	2004		2005	
アジア・オセアニア	¥34,391	91.3%	¥42,975	78.1%
中東	2,019	5.3	10,710	19.5
カスピ海エリア、その他	1,275	3.4	1,324	2.4
合計	¥37,685	100.0%	¥55,009	100.0%

2005年3月期の投資等合計額は1,726億円となり、2004年3月期の1,553億円から、173億円、11.1%の増加となりました。これは主に、ADMA鉦区の開発投資、操業費が新たに加わったことによるものです。この他、カシャガン構造では、カザフスタン政府の開発承認により探鉱投資が減少し開発投資が増加、ACG油田では開発投資が増加しました。一方、WA-285-P鉦区(イクシス)では掘削作業を行わなかったことから探鉱投資が減少しました。

### 原油・天然ガスプロジェクトの権益取得による支出

2004年及び2005年3月期の原油・天然ガスプロジェクトの地域別の権益取得による支出は以下の通りとなっております。

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

3月31日に終了した連結会計年度	(百万円、%)			
	2004		2005	
アジア・オセアニア	¥ 3,252	2.0%	¥ 716	1.4%
中東	44	0.0	50,517	96.9
カスピ海エリア、その他	164,496	98.0	891	1.7
合計	¥167,792	100.0%	¥52,124	100.0%

2005年3月期の権益取得による支出は521億円となり、2004年3月期の1,678億円から1,157億円の減少となりました。

これは、中東地域でADMA鉦区の取得による増加があったものの、カスピ海エリアで2004年3月期に計上したACG油田のような大規模な権益取得が2005年3月期には行われなかったことによるものです。

## 生産物回収勘定の分析

生産分与契約のプロジェクトでは、探鉱段階、開発段階ならびに生産段階で発生する作業費の当社持分がすべて生産物回収勘定に計上されます。2004年及び2005年3月期の生産物回収勘定の増減の内訳は以下の通りとなっております。

生産物回収勘定	3月31日に終了する連結会計年度	
	2004	2005
期首残高	¥136,441	¥208,768
加算：探鉱コスト	13,743	1,743
開発コスト	84,848	101,416
操業費	34,242	41,909
その他	30,692	-
減算：生産物回収勘定（資本支出）の回収額	21,744	38,375
生産物回収勘定（非資本支出）の回収額	60,008	72,111
その他	9,446	3,731
期末残高	¥208,768	¥239,619
生産物回収勘定引当金（期末残高）	¥(44,676)	¥(41,518)

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

2005年3月期の探鉱コストは2004年3月期に比べ大幅に減少しました。これは、主に2004年2月にカザフスタン政府による北カスピ海沖合鉦区のカシャガン構造の開発計画が承認されたことに伴い、2004年3月期まで計上していた探鉱費が大幅に減少したことによります。また、ドンガラ鉦区等、探鉱鉦区からの撤退による減少もありました。

一方、2005年3月期の開発コストは2004年3月期に比べ大幅に増加しました。これは、2004年12月からベラナック油ガス田において生産を開始したことによる南ナトゥナ海B鉦区の開発投資の減少があった一方、北カスピ海沖合鉦区のカシャガン構造が開発段階に移行したことによる開発コストの新規計上、ACG油田の開発投資が増加したことにより増加しております。

2005年3月期の操業費は2004年3月期に比べ増加しました。これは、主に2004年3月にジャワ沖鉦区及びスマトラ沖鉦区を取得したことにより2005年3月期から同鉦区の操業費が新たに発生したことに加え、マハカム沖鉦区の操業費が増加したことによります。

2005年3月期のコスト回収は、主にマハカム沖鉦区、南ナトゥナ海B鉦区及びACG油田によるものです。2004年3月期と比べコスト回収額が増加した要因は、主にベラナック油ガス田の生産開始により南ナトゥナ海B鉦区におけるコスト回収額が増加したこと及びマハカム沖鉦区の生産能力増強投資等による天然ガス関連費用の増加によるコスト回収額が増加したことによります。

また、2005年3月期の減算・その他の大部分は、鉦区撤退に伴う生産物回収勘定の除却によるものです。

## 流動性及び資金調達

石油・天然ガス開発事業のリスクの高さや一時に多額の資金を要する投資機会への迅速な対応等のためには、健全な財務体質と十分な手許資金の確保が必要で、常時一定程度の手許資金が必要であることから、当社グループでは、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おります。

投資や支出に対応するための資金調達については、営業活動から得られる資金を中心に、複数の調達手段を活用しております。まず、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独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構（資源機構）等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、出資金の他、長期借入金によって賄っております。長期借入金は主に国際協力銀行（JBIC）、みずほコーポレート銀行及び東京三菱銀行の協調融資により借り入れております。この長期借入金の一部は資源機構が債務保証を行っております。2005年3月期の長期借入金の残高は1,779億円で、そのうち当該債務保証を受けている金額は608億円となっております。

国際協力銀行に対しては、半年分の元利相当額について、定期預金担保を差し入れております。2005年3月31日現在の担保預金の残高は82億円です。

## 長期借入金の返済予定

2005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	負債の通貨		
	米ドル	円	円換算額
2006年	\$ 21.1	¥ -	¥ 2,263
2007年	36.1	-	3,874
2008年	204.1	-	21,444
2009年	219.5	-	23,101
2010年以降	981.0	24,695	127,185
合計	\$1,461.8	¥24,695	¥177,867

## キャッシュ・フローの状況

2004年及び2005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)	
	2004	2005
営業活動からのキャッシュ・フロー	¥ 44,464	¥ 131,207
投資活動からのキャッシュ・フロー	(218,121)	(119,956)
財務活動からのキャッシュ・フロー	151,120	9,791
現金及び現金同等物の期末残高	54,582	128,375



#### **営業活動からのキャッシュ・フロー**

2005年3月期の営業活動の結果得られた現金は1,312億円となり、2004年3月期の445億円から、867億円の増加となりました。この増加は、販売数量の増加及び油価・ガス価の上昇によるものです。

#### **投資活動からのキャッシュ・フロー**

2005年3月期の投資活動の結果使用した現金は1,200億円となり、2004年3月期の2,181億円から981億円の減少となりました。この減少は、2004年3月期に計上したACG油田の権益取得のような多額の支出が2005年3月期には行われなかったことによるものです。

#### **財務活動からのキャッシュ・フロー**

2005年3月期の財務活動の結果得られた現金は98億円となり、2004年3月期の1,511億円と比べ1,413億円の減少となりました。この減少は、2004年3月期に行われたACG油田の権益取得のための国際協力銀行等からの長期借入れ及び少数株主の増資引き受けのような多額の資金調達が2005年3月期にはなかったことによるものです。

## 連結貸借対照表

国際石油開発株式会社及び子会社  
2004年及び2005年3月31日現在

<資産>	百万円		千米ドル (注3)
	2004	2005	2005
<b>流動資産</b>			
現金及び現金同等物	¥ 54,582	¥ 128,375	\$ 1,195,187
受取手形及び売掛金	19,265	53,339	496,592
有価証券 (注4)	18,979	18,391	171,222
たな卸資産	893	1,282	11,936
繰延税金資産 (注6)	43	23	214
その他 (注5)	13,212	37,010	344,568
貸倒引当金	(22)	-	-
	106,952	238,420	2,219,719
<b>有形固定資産</b>			
建物及び構築物	9,160	21,670	201,750
坑井	8,508	98,942	921,162
機械装置及び運搬具	15,896	153,318	1,427,409
土地	4,002	4,002	37,259
その他	20,722	12,046	112,150
	58,288	289,978	2,699,730
減価償却累計額	(23,146)	(221,717)	(2,064,212)
	35,142	68,261	635,518
<b>無形固定資産</b>			
探鉱開発権	134,367	133,106	1,239,232
鉱業権	651	5,381	50,098
連結調整勘定	2,868	-	-
その他	23	144	1,341
	137,909	138,631	1,290,671
<b>投資その他の資産</b>			
生産物回収勘定	208,768	239,619	2,230,882
生産物回収勘定引当金	(44,676)	(41,518)	(386,538)
	164,092	198,101	1,844,344
投資有価証券 (注4及び5)	79,371	118,355	1,101,899
長期貸付金	52	114	1,061
繰延税金資産 (注6)	4,205	2,208	20,557
その他	3,615	20,901	194,591
貸倒引当金	(330)	(661)	(6,154)
探鉱投資等引当金	(5,710)	(5,102)	(47,500)
	245,295	333,916	3,108,798
<b>資産合計</b>	¥525,298	¥ 779,228	\$ 7,254,706

連結財務諸表の注記を参照。



## 連結損益計算書

国際石油開発株式会社及び子会社

2003年、2004年及び2005年3月31日終了の連結会計年度

	百万円			千米ドル (注3)
	2003	2004	2005	2005
売上高	¥201,533	¥218,831	¥478,587	\$4,455,703
売上原価	95,997	105,759	197,094	1,834,969
売上総利益	105,536	113,072	281,493	2,620,734
探鉱費	2,478	11,552	2,474	23,033
販売費及び一般管理費 (注9及び10)	5,336	5,314	8,718	81,166
減価償却費	452	2,330	1,638	15,250
営業利益	97,270	93,876	268,663	2,501,285
その他収益:				
受取利息	1,310	1,575	4,060	37,799
為替差益	-	10,761	-	-
権益譲渡収入	272	1,497	-	-
持分法による投資利益	-	453	-	-
その他	702	1,217	678	6,312
	2,284	15,503	4,738	44,111
その他費用:				
支払利息	689	1,817	2,984	27,781
投資有価証券評価損	26	-	-	-
持分法による投資損失	1,503	-	1,583	14,738
生産物回収勘定引当金繰入額	16,234	10,057	518	4,823
探鉱開発権償却	5,945	746	1,607	14,961
連結調整勘定償却額	-	-	2,784	25,919
為替差損	2,538	-	2,859	26,618
その他	2,568	1,986	2,434	22,661
	29,503	14,606	14,769	137,501
法人税等及び少数株主持分調整前当期純利益	70,051	94,773	258,632	2,407,895
法人税等 (注6)				
法人税、住民税及び事業税	51,143	55,081	187,405	1,744,763
法人税等調整額	810	5,237	(4,798)	(44,670)
	51,953	60,318	182,607	1,700,093
少数株主損失	(9,814)	(327)	(469)	(4,366)
当期純利益 (注8)	¥ 27,912	¥ 34,782	¥ 76,494	\$ 712,168

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

2003年、2004年及び2005年3月31日終了の連結会計年度

	百万円						
	資本金	資本剰余金	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	自己株式	資本合計
<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
自己株式の取得	-	-	-	-	-	(1)	(1)
株式交換による増加	-	62,403	-	-	-	-	62,403
当期純利益	-	-	76,494	-	-	-	76,494
現金配当金	-	-	(5,892)	-	-	-	(5,892)
取締役及び監査役賞与	-	-	(140)	-	-	-	(140)
その他有価証券評価差額金	-	-	-	221	-	-	221
為替換算調整勘定	-	-	-	-	97	-	97
<b>2005年3月31日残高</b>	¥29,460	¥62,403	¥320,090	¥ 375	¥(1,031)	¥(1)	¥411,296

	千米ドル (注3)						
	資本金	資本剰余金	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	自己株式	資本合計
<b>2004年3月31日残高</b>	\$274,276	\$ -	\$2,324,067	\$1,434	\$(10,502)	\$ -	\$2,589,275
自己株式の取得	-	-	-	-	-	(9)	(9)
株式交換による増加	-	580,979	-	-	-	-	580,979
当期純利益	-	-	712,168	-	-	-	712,168
現金配当金	-	-	(54,855)	-	-	-	(54,855)
取締役及び監査役賞与	-	-	(1,304)	-	-	-	(1,304)
その他有価証券評価差額金	-	-	-	2,058	-	-	2,058
為替換算調整勘定	-	-	-	-	903	-	903
<b>2005年3月31日残高</b>	\$274,276	\$580,979	\$2,980,076	\$3,492	\$(9,599)	\$(9)	\$3,829,215

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

2003年、2004年及び2005年3月31日終了の連結会計年度

	百万円			千米ドル (注3)
	2003	2004	2005	2005
<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	¥ 70,051	¥ 94,773	¥ 258,632	\$ 2,407,895
減価償却費	2,464	4,049	12,960	120,659
連結調整勘定償却額	169	169	2,868	26,702
貸倒引当金	14	123	480	4,469
生産物回収勘定引当金	16,356	11,284	573	5,335
退職給付引当金	163	(141)	204	1,899
受取利息及び受取配当金	(1,405)	(1,711)	(4,204)	(39,140)
支払利息	690	1,816	2,984	27,781
為替差損 (益)	1,977	(11,980)	(474)	(4,413)
持分法による投資損失 (利益)	1,503	(452)	1,583	14,738
権益譲渡益	-	(1,497)	-	-
受取手形及び売掛金	(2,259)	(2,521)	(20,807)	(193,716)
生産物回収勘定 (資本支出) の回収額	14,212	21,744	38,375	357,276
生産物回収勘定 (非資本支出)	(14,685)	(13,828)	(7,721)	(71,883)
たな卸資産	(567)	480	(389)	(3,622)
買掛金	(459)	(266)	7,045	65,590
その他未収入金	(1,555)	(389)	(15,004)	(139,689)
未払金	1,829	541	14,486	134,866
長期未払金	1,410	(741)	1,728	16,088
前受金	4,795	(2,160)	3,315	30,863
取締役及び監査役賞与の支払額	(124)	(114)	(142)	(1,322)
その他	1,689	(831)	311	2,896
小計	96,268	98,348	296,803	2,763,272
利息及び配当金の受取額	2,397	2,471	4,832	44,986
利息の支払額	(718)	(1,322)	(2,596)	(24,169)
法人税等の支払額	(46,665)	(55,033)	(167,832)	(1,562,536)
営業活動から得られた現金 (純額)	51,282	44,464	131,207	1,221,553
<b>投資活動からのキャッシュ・フロー</b>				
有価証券の取得による支出	(2,424)	-	-	-
有価証券の売却による収入	38,691	20,707	18,896	175,924
有形固定資産の取得による支出	(8,916)	(8,920)	(11,117)	(103,501)
有形固定資産の売却による収入	237	22	352	3,277
投資有価証券の取得による支出	(59,676)	(19,661)	(63,754)	(593,558)
投資有価証券の売却による収入	29,864	3,685	5,043	46,951
生産物回収勘定 (資本支出) の支出	(39,412)	(58,997)	(65,236)	(607,355)
子会社株式の追加取得による支出	-	(633)	-	-
権益取得による支出 (注 13)	-	(163,511)	-	-
権益譲渡による収入 (注 13)	-	3,052	-	-
連結範囲変更に伴う株式の取得 (注 13)	-	3,992	-	-
その他	1,103	2,143	(4,140)	(38,543)
投資活動に使用した現金 (純額)	(40,533)	(218,121)	(119,956)	(1,116,805)
<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	17,381	136,028	15,611	145,340
長期借入金の返済による支出	(148)	(195)	(2,282)	(21,246)
少数株主の増資引受による払込額	9,901	30,320	1,488	13,853
配当金の支払額	(5,892)	(5,892)	(5,892)	(54,855)
少数株主への配当金の支払額	-	-	(79)	(735)
預金担保差入による支出	-	(9,140)	-	-
預金担保返還による収入	-	-	940	8,752
その他	(4)	(1)	5	47
財務活動から得られた現金 (純額)	21,238	151,120	9,791	91,156
現金及び現金同等物に係る換算差額	(3,348)	(1,295)	(3,143)	(29,262)
現金及び現金同等物の純増加額 (純減少額)	28,639	(23,832)	17,899	166,642
現金及び現金同等物の期首残高	49,775	78,414	54,582	508,165
株式交換による現金及び現金同等物の増加額 (注 13)	-	-	55,894	520,380
現金及び現金同等物の期末残高	¥ 78,414	¥ 54,582	¥ 128,375	\$ 1,195,187

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。

2003年及び2004年3月31日に終了した各事業年度の連結財務諸表の一部の金額について、2005年3月31日に終了した事業年度の表示に合わせて組替え表示しております。

## 2. 重要な会計方針の要約

### (a) 連結の基本方針及び関連会社投資の会計処理

添付の連結財務諸表は、当社及び当社が直接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。これらの連結子会社は決算日現在の財務諸表に基づいて連結しておりますが、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。なお、2005年3月31日終了の連結会計年度において、当該事業の発生要因となった事象のその後の投資効果を分析して、その効果が消滅したと見込まれたため、全額一括償却しました。

### (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、主として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**

鉱業用資産は主として生産高比例法を採用しております。その他の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。

#### **(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**

当社及び大部分の連結子会社の退職給付制度は退職一時金のみとなり、一部の連結子会社は退職一時金に上積みして厚生年金基金を採用しております。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)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。(注15. 後発事象参照)

#### **(p)最近の会計基準の公表**

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。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。固定資産の減損に係る新しい会計基準は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。

### 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、2005年3月31日の換算レートである1ドル107円41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を意味しているものではありません。

### 4. 有価証券

(a) 2004年及び2005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。

2004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	¥ 210	¥ 282	¥ 72
債券	35,950	36,076	126
小計	36,160	36,358	198
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)
債券	27,363	27,330	(33)
小計	27,440	27,400	(40)
合計	¥63,600	¥63,758	¥158

2005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	¥ 287	¥ 392	¥105	\$ 2,672	\$ 3,649	\$ 977
債券	76,227	76,527	300	709,683	712,476	2,793
その他	500	863	363	4,655	8,035	3,380
小計	77,014	77,782	768	717,010	724,160	7,150
連結貸借対照表計上額が取得原価を超えないもの：						
株式	-	-	-	-	-	-
債券	17,266	17,247	(19)	160,748	160,571	(177)
小計	17,266	17,247	(19)	160,748	160,571	(177)
合計	¥94,280	¥95,029	¥749	\$877,758	\$884,731	\$6,973

(b) 2003年、2004年及び2005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
	2003	2004	2005	2005
売却額	¥68,555	¥24,391	¥23,939	\$222,875
売却益の総額	259	63	-	-
売却損の総額	65	-	-	-

(c) 2004年及び2005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
	2004	2005	2005
その他有価証券：			
非上場株式 <sup>(注)</sup>	¥17,402	¥23,493	\$218,723
信託受益権	3,509	-	-
合計	¥20,911	¥23,493	\$218,723

(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) 2005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。

2005年3月31日現在	百万円				千米ドル			
	1年以内	1年超 5年以内	5年超 10年以内	10年超	1年以内	1年超 5年以内	5年超 10年以内	10年超
債券								
国債・地方債等	¥18,088	¥33,798	¥-	¥37,521	\$168,401	\$314,663	\$-	\$349,325
社債	303	4,063	-	-	2,821	37,827	-	-
合計	¥18,391	¥37,861	¥-	¥37,521	\$171,222	\$352,490	\$-	\$349,325

## 5. 長期借入金

2004年及び2005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
	2004	2005	2005
利率 1.414% から 4.200%、返済期限（最長）2016年の銀行等からの借入金	¥169,425	¥177,867	\$1,655,963
うち1年以内返済予定の長期借入金	118	2,263	21,069
	¥169,307	¥175,604	\$1,634,894

2004年及び2005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
	2004	2005	2005
その他資産（制限付預金）	¥ 9,140	¥ 8,200	\$ 76,343
投資有価証券	2,722	2,636	24,541
合計	¥11,862	¥10,836	\$100,884

上記の担保資産を対応する債務の種類別に分類すると次の通りとなっております。

3月31日現在	百万円		千米ドル
	2004	2005	2005
長期借入金	¥83,090	¥92,597	\$862,089
保証債務	7,264	8,462	78,782

長期借入金の2005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
2006年	¥ 2,263	\$ 21,069
2007年	3,874	36,067
2008年	21,444	199,646
2009年	23,101	215,073
2010年	18,537	172,582
2011年以降	108,648	1,011,526
合計	¥177,867	\$1,655,963

## 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2003年、2004年及び2005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。

2003年、2004年及び2005年3月31日終了の連結会計年度における連結損益計算書の法人税等の負担率と法定実効税率の差異の原因及び項目別の内訳は以下の通りとなっております。

3月31日終了の連結会計年度	2003	2004	2005
法定実効税率	36.2%	36.2%	<b>36.2%</b>
永久差異	0.1	0.1	-
評価性引当額	6.3	0.7	<b>3.3</b>
外国税額控除	(40.5)	(29.5)	<b>(15.3)</b>
外国税	68.9	54.0	<b>70.4</b>
持分法投資損益	0.7	(0.6)	<b>(0.6)</b>
損金算入外国税額の調整	-	-	<b>(19.4)</b>
繰越欠損金の当期使用額	-	-	<b>(4.4)</b>
その他	2.5	2.7	<b>0.4</b>
法人税等負担率	74.2%	63.6%	<b>70.6%</b>



2004年及び2005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
	2004	2005	2005
繰延税金資産：			
関係会社への投資	¥ 29,259	¥ 28,077	\$ 261,400
土地評価損	4,547	4,543	42,296
生産物回収勘定（外国税）	6,778	7,123	66,316
探鉱投資等引当金	2,558	3,277	30,509
未払外国税	-	13,038	121,385
生産物回収勘定引当金	670	-	-
税務上の繰越欠損金	4,757	16,248	151,271
減価償却費償却超過額	-	1,012	9,422
開発準備勘定償却超過額	545	-	-
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	402	726	6,759
外貨建債権債務評価差額	-	6,732	62,676
その他	4,603	5,180	48,227
繰延税金資産小計	54,119	85,956	800,261
評価性引当額	(45,177)	(76,712)	(714,198)
繰延税金資産合計	8,942	9,244	86,063
繰延税金負債：			
外国税	9,881	26,014	242,193
外貨建債権債務評価差額	-	5,049	47,007
その他	5,427	3,792	35,304
繰延税金負債合計	15,308	34,855	324,504
繰延税金負債の純額	¥ 6,366	¥ 25,611	\$ 238,441

## 7. 資本

2005年3月31日現在、当社の発行済株式総数は普通株式1,919,832.75株、甲種類株式1株であります。甲種類株式は当社株主総会において議決権を有しませんが、甲種類株主は以下の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
- 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。

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2004年3月31日現在が7,365百万円、2005年3月31日現在が7,365百万円(68,569千米ドル)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
	2003	2004	2005	2005
当期純利益	¥ 47,178.51	¥ 58,838.76	¥ 40,255.92	\$ 374.79
現金配当	10,000.00	10,000.00	4,000.00	37.24
純資産	430,169.19	471,826.00	214,163.98	1,993.89

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。

なお、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2002年4月1日に行われたと仮定した場合の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	
	2003	2004
当期純利益	¥ 15,726.17	¥ 19,612.92
現金配当	3,333.33	3,333.33
純資産	143,389.73	157,275.33

## 9. 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、2005年3月31日終了の連結会計年度が53百万円(493千米ドル)となっております。

## 10. 退職給付費用

退職給付費用は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、2005年3月31日終了の連結会計年度が220百万円(2,048千米ドル)となっております。

## 11. 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2004年及び2005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
	2004	2005	2005
リース物件の取得価額相当額	¥19	¥-	\$-
減価償却累計額相当額	19	-	-
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、2005年3月31日終了の連結会計年度が-百万円(-千米ドル)となっております。

2004年3月31日以降、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。

## 12. 偶発債務

当社及び連結子会社は2005年3月31日現在、関連会社等の負債10,362百万円(96,471千米ドル)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2005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5,006百万円(46,606千米ドル)に対し完工保証を行っております。

## 13. 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
流動資産	¥ 13,916
固定資産	2,539
流動負債	(34)
少数株主持分	(2,526)
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)
株式の取得価額	8,769
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)
差引収入	¥ 3,992

(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
流動資産	¥ 5
固定資産	164,494
流動負債	(988)
権益取得による支出	¥(163,511)

(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
流動資産	¥ 21
固定資産	1,737
流動負債	(203)
小計	1,555
権益譲渡益	1,497
権益譲渡による収入	¥3,052

(d) 2005年3月31日終了の連結会計年度に株式交換により新たに連結子会社となったジャパン石油開発株式会社の連結開始時の資産及び負債の主な内訳は次の通りであります。なお、株式交換のための支出はありません。

2005年3月31日現在	百万円	千米ドル
流動資産	¥ 79,502	\$ 740,173
固定資産	53,682	499,786
資産合計	133,184	1,239,959
流動負債	46,146	429,625
固定負債	24,635	229,355
負債合計	¥ 70,781	\$ 658,980

(e) 2005年3月31日終了の連結会計年度に行った重要な非資金取引としまして、株式交換による資本準備金増加額は62,403百万円(580,979千円)となっております。

## 14. 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、オセアニア、中東、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。

2003年、2004年及び2005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。

2003年3月31日終了の連結会計年度	アジア・オセアニア(a)		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	アジア・オセアニア(a)			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

2005年3月31日終了の連結会計年度	アジア・オセアニア(a)				計	消去等	連結
	アジア・オセアニア(a)	NIS諸国(b)	中東(c)	その他の地域(d)			
外部売上高	¥287,185	¥ -	¥191,402	¥ -	¥478,587	¥ -	¥478,587
セグメント間売上高及び振替高	-	20,900	414	-	21,314	(21,314)	-
売上高合計	287,185	20,900	191,816	-	499,901	(21,314)	478,587
営業費用	150,825	16,472	63,977	3	231,277	(21,353)	209,924
営業利益	¥136,360	¥ 4,428	¥127,839	¥ (3)	¥268,624	¥ 39	¥268,663
資産	¥236,647	¥223,532	¥179,413	¥4,228	¥643,820	¥135,408	¥779,228

(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

(d) その他の地域：アンゴラ共和国、ブラジル

千円ドル

2005年3月31日終了の連結会計年度	アジア・オセアニア(a)				計	消去等	連結
	オセアニア(a)	NIS諸国(b)	中東(c)	その他の地域(d)			
外部売上高	\$2,673,727	\$ -	\$1,781,976	\$ -	\$4,455,703	\$ -	\$4,455,703
セグメント間売上高及び振替高	-	194,582	3,854	-	198,436	(198,436)	-
売上高合計	2,673,727	194,582	1,785,830	-	4,654,139	(198,436)	4,455,703
営業費用	1,404,199	153,356	595,634	28	2,153,217	(198,799)	1,954,418
営業利益	\$1,269,528	\$ 41,226	\$1,190,196	\$ (28)	\$2,500,922	\$ 363	\$2,501,285
資産	\$2,203,212	\$2,081,110	\$1,670,357	\$39,362	\$5,994,041	\$1,260,665	\$7,254,706

(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

(d) その他の地域：アンゴラ共和国、ブラジル

## 海外売上高

2003年、2004年及び2005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。

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		計
	アジア(a)	その他の地域(b)	
海外売上高	¥58,089	¥6,257	¥ 64,346
連結売上高			218,831
連結売上高に占める海外売上高の割合	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

2005年3月31日終了の連結会計年度	百万円			千円ドル		
	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	¥167,741	¥11,299	¥179,040	\$1,561,689	\$105,195	\$1,666,884
連結売上高			478,587			4,455,703
連結売上高に占める海外売上高の割合	35.0%	2.4%	37.4%	35.0%	2.4%	37.4%

(a) アジア：韓国、台湾、インドネシア、シンガポール、タイ、中国

(b) その他の地域：オーストラリア

## 15. 後発事象

(a) 当社主要株主であり、かつ、筆頭株主であった石油公団は「石油公団法及び金属鉱業事業団法の廃止等に関する法律」(平成14年法律第93号)の施行に伴い、同法に基づき、2005年4月1日付で解散し、その所有する当社普通株式692,307.75株及び甲種類株式1株は同日をもって国たる経済産業大臣に承継されました。

この他、同公団が保有する当社グループ各社株式、及び同公団と当社グループ各社の間で締結している契約上の同公団の地位についても、それぞれ経済産業大臣もしくは独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構に承継されました。


(b) 2005年6月22日に開催された定時株主総会において、連結財務諸表に反映されていない2005年3月31日に終了した事業年度の利益処分が、以下の通り承認されました。

	百万円	千円ドル
利益配当金 (1株につき¥4,000.00 = \$37.24)	¥7,679	\$71,492
役員賞与金 (監査役分を含む)	98	912

## 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, 2004 and 2005, and the related consolidated statements of income, shareholders' equity, and cash flows for each of the three years in the period ended March 31, 2005, 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, 2004 and 2005, and the consolidated results of their operations and their cash flows for each of the three years in the period ended March 31, 2005 in conformity with accounting principles generally accepted in Japan.

The U.S. dollar amounts in the accompanying consolidated financial statements with respect to the year ended March 31, 2005 are presented solely for convenience. Our audit also included the translation of yen amounts into U.S. dollar amounts and, in our opinion, such translation has been made on the basis described in Note 3 to the consolidated financial statements.

Tokyo, Japan  
June 22, 2005

*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2004年3月31日及び2005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2005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2004年3月31日及び2005年3月31日現在の連結財政状態並びに2005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。

添付の2005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  
2005年6月22日



# 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、2005年3月31日及び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年現在の確認埋蔵量の評価について米国の独立石油エンジニアリング会社であるDeGolyer and MacNaughtonに評価を依頼しました。(2002年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。

### 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)の原油・コンデンサート・LPG及び天然ガスの確認埋蔵量です。確認埋蔵量の開示内容は米国の財務会計基準書(Statement of Financial Accounting Standards No. 69)に準拠しております。

2005年3月31日現在の当社グループの原油、コンデンセート及びLPGの確認埋蔵量は919.0百万バレル、天然ガスの確認埋蔵量は3,756.5十億立方フィートとなっております。

	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>												
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
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
拡張及び発見	-	31.7	-	-	-	-	-	31.7	1.8	449.6	1.8	481.3
買収及び売却	-	-	361.1	-	-	-	361.1	-	308.3	-	669.4	-
前年度分調整	(0.6)	(127.7)	(0.3)	-	(40.2)	-	(41.1)	(127.7)	(0.4)	-	(41.4)	(127.7)
期中生産量	(18.9)	(300.6)	(26.3)	-	(4.4)	-	(49.6)	(300.6)	(20.6)	-	(70.2)	(300.6)
2005年3月31日現在	148.4	3,307.0	348.3	-	131.2 <sup>(注)</sup>	-	627.9	3,307.0	291.2	449.6	919.0	3,756.5
<b>確認開発埋蔵量</b>												
2005年3月31日現在	91.5	1,560.3	347.1	-	25.2 <sup>(注)</sup>	-	463.8	1,560.3	289.4	-	753.2	1,560.3

(注) このうち少数株主に帰属するものが49%含まれております。

### 確認埋蔵量に関する標準化された測定方法による将来の純キャッシュ・フローの割引現在価値及び2005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、期末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。なお、2004年3月31日及び2005年3月31日時点の為替レートはそれぞれ期末公示仲値の1米ドル105.63円、107.41円を使用しております。

2004年3月31日現在 連結対象会社分	百万円			
	合計	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	2,825,423	2,214,915	54,623	555,885
将来の産出原価及び開発費	(878,801)	(695,001)	(29,210)	(154,590)
将来の法人税	(784,076)	(668,008)	(23,208)	(92,860)
割引前の将来純キャッシュ・フロー	1,162,546	851,906	2,205	308,435
年間割引率 10%	(551,371)	(394,243)	(725)	(156,403)
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>
持分法適用関連会社分	4,652	-	4,652	-

(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。

2005年3月31日現在 連結対象会社分	百万円			
	合計	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	5,100,161	2,618,749	1,766,276	715,136
将来の産出原価及び開発費	(1,655,890)	(899,958)	(575,188)	(180,744)
将来の法人税	(1,961,637)	(755,382)	(1,083,213)	(123,042)
割引前の将来純キャッシュ・フロー	1,482,634	963,409	107,875	411,350
年間割引率 10%	(645,170)	(413,660)	(50,866)	(180,644)
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	837,464	549,749	57,009	230,706 <sup>(注)</sup>
持分法適用関連会社分	35,733	17,267	17,754	712

(注) 230,706百万円のうち少数株主に帰属するものが49%含まれます。

2005年3月31日現在 連結対象会社分	百万円			
	合計	アジア・ オセアニア	中東	カスピ海沿岸・ その他
期首標準測定値	611,175	457,663	1,480	152,032
変動要因				
産出された石油・ガスの販売または移転	(179,889)	(125,105)	(44,531)	(10,253)
油ガス価及び生産単価の純増減	746,272	325,658	219,801	200,813
開発費の変動	(72,938)	(64,656)	(5,955)	(2,327)
拡張及び発見、産出技術の改良	403	403	-	-
埋蔵量の変動	(181,019)	(78,457)	16,307	(118,869)
埋蔵量の買収	44,306	-	44,306	-
時間の経過による増加	146,728	82,095	42,395	22,238
法人税の変動	(311,170)	(76,310)	(213,354)	(21,506)
その他	33,596	28,458	(3,440)	8,578
期末標準測定値	837,464	549,749	57,009	230,706

#### 2005年3月31日現在の推定埋蔵量 (probable reserves)

2005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)の原油、コンデンサート及びLPGの推定埋蔵量は、1,510.9百万バレル、天然ガスの推定埋蔵量は3,085.3十億立方フィートとなっております。

2005年3月31日現在	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)	103.9	437.1	542.1	1,083.1	427.8	1,510.9
天然ガス (十億立方フィート)	2,719.9	-	221.4	2,941.3	144.0	3,085.3

## 2. 石油及び天然ガスの生産量

下表は、2003年、2004年及び2005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。なお、持分法適用関連会社の当社權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	2003	2004	2005
<b>原油 (千バレル/日)</b>			
アジア・オセアニア	44.8	42.3	51.5
中東	4.2	4.7	72.2
カスピ海沿岸	-	10.1	12.1
小計	49.0	57.0	135.8
持分法適用関連会社分	3.0	2.7	56.8
合計	52.0	59.8	192.6
年間生産量 (百万バレル)	19.0	21.8	70.3
<b>天然ガス (百万立方フィート/日)</b>			
アジア・オセアニア	700.3	809.9	823.5
中東	-	-	-
カスピ海沿岸	-	-	-
小計	700.3	809.9	823.5
持分法適用関連会社分	4.4	4.6	-
合計	704.6	814.5	823.5
年間生産量 (十億立方フィート)	257.2	297.3	300.6
<b>原油・天然ガス合計 (原油換算千バレル/日)</b>			
アジア・オセアニア	161.5	177.3	188.8
中東	4.2	4.7	72.2
カスピ海沿岸	-	10.1	12.1
小計	165.8	192.0	273.0
持分法適用関連会社分	3.7	3.5	56.8
合計	169.5	195.5	329.8
年間生産量 (原油換算百万バレル)	61.9	71.4	120.4

(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。

# 連結子会社及び関連会社

2005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(%)
ジャパン石油開発株式会社	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
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
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
インベックスエービ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クレーシュ鉱区における石油の探鉱・開発・生産・販売	¥2,500	95.00
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	¥943	100.00
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	¥45,500	45.00
インベックス西豪州ブラウズ石油株式会社	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	¥18,950	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	¥13,263	50.00
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	¥268	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	¥577	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・グナシリ油田深海底部における石油の探鉱・開発・生産・販売	¥53,594	51.00
インベックス北ナトゥナ石油株式会社	東京都渋谷区	解散手続中	¥1,020	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	解散手続中	¥3,243	54.18
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	33.3 米ドル	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	¥3,300	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
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
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
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

#### 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(%)
BP-Japan Oil Development Company Ltd.	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	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	19.60
エイジョコ・エクスプロレーション株式会社	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	25.00
エイジェックス石油株式会社	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	25.00
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
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	6.525 レアル	50.00
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	98.309 レアル	0.0003
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
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出資等	¥6,152	37.50
MI Berau B.V.	オランダ王国ロッテルダム市	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	648.538 ユーロ	44.00
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・天然ガスの開発・生産	36.883 ユーロ	25.00

## 事業投資先プロジェクト一覧

2005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
カナダオイルサンド株式会社	東京都品川区	¥36,483	¥1,015	カナダ・アサバスカ地域におけるオイルサンドの探鉱・開発・生産
日本インドネシア石油協力株式会社	東京都港区	¥13,814	¥2,393	インドネシア共和国プラタミナユニットにおける探鉱・開発作業への融資事業
ビルマ石油開発株式会社	東京都港区	¥346	¥15	ミャンマー連邦マルタバン沖における探鉱作業への融資事業
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鉱区における石油の探鉱・開発・生産・販売
新華南石油株式会社	東京都品川区	¥3,000	¥60	中国・珠江口沖16/06鉱区における石油の探鉱・開発・生産・販売
ジャワ石油株式会社	東京都品川区	¥6,200	¥744	インドネシア共和国RDL油田における石油の探鉱・開発・生産・販売
サハリン石油ガス開発株式会社	東京都千代田区	¥22,592	¥973	ロシア連邦サハリン島沖合オドプト、チャイウォ、アルクトン・ダギの3鉱床における石油・天然ガスの探鉱・開発
ワンドゥー石油開発株式会社	東京都品川区	¥3,000	¥450	オーストラリア連邦西オーストラリア・ダンピア沖合WA-14-L、WA-256-P、WA-286-P、WA-325-P、WA-327-P、WA-226-P、T/18P、T/L1鉱区における石油・天然ガスの探鉱・開発・生産・販売

# 会社概要

2005年3月31日現在

<b>【社名】</b>	国際石油開発株式会社 INPEX CORPORATION	
<b>【設立】</b>	1966(昭和41)年2月	
<b>【資本金】</b>	294億6千万円(2005年3月末現在)	
<b>【住所】</b>	〒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)	
<b>【TEL】</b>	03-5448-1201(代表)	
<b>【FAX】</b>	03-5448-1259	
<b>【URL】</b>	<a href="http://www.inpex.co.jp">http://www.inpex.co.jp</a>	
<b>【海外事務所】</b>	<b>ジャカルタ事務所 [INPEX Jakarta Office]</b> 7th Floor, Midplaza I, Jalan, Jenderal Sudirman Kav. 10-11, Jakarta 10220, Indonesia Tel: 62-21-570-0557 Fax: 62-21-570-0575	<b>テヘラン事務所 [Tehran Office]</b> No. 25, 35th St, Alvand Ave, Argentina Square, Tehran, Iran Tel: 98-21-878-1194 Fax: 98-21-878-3261
	<b>パース事務所 [Perth Office]</b> Level 27, Exchange Plaza, 2 The Esplanade, Perth, Western Australia 6000, Australia Tel: 61-8-9223-8433 Fax: 61-8-9223-8455	<b>JODCO アブダビ支店 [JODCO Abu Dhabi Branch]</b> Al Masaoood, Tower Sheikh Hamdan Street, P.O. Box 2659, Abu Dhabi, UAE Tel: 971-2-6345612 Fax: 971-2-6336695

## 役員紹介

代表取締役会長	松尾 邦彦
代表取締役社長	黒田 直樹
代表取締役副社長	喜田 勝治郎
代表取締役副社長	藤井 睦久
常務取締役	古野間 計久
常務取締役	由井 誠二
常務取締役	手塚 登
常務取締役	金森 邦夫
取締役	光 道雄
取締役	谷川 定文
取締役	菅谷 俊一郎
取締役	伊藤 成也
取締役	田中 渡
取締役(社外取締役)	若杉 和夫
取締役(社外取締役)	吉村 尚憲
取締役(社外取締役)	佐藤 純二
取締役(社外取締役)	小川 和夫
取締役(社外取締役)	品川 道久
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)	徳永 忠昭
監査役(社外監査役)	小野 良一

# 株式の状況

2005年3月31日現在

## 【株式の状況】

### 【会社が発行する株式の総数】

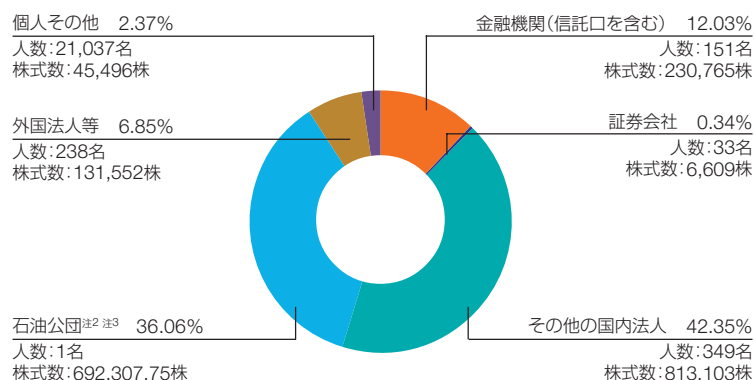
普通株式	2,356,800株
甲種類株式	1株

### 【株主数及び発行済株式の総数】

普通株式	21,809名	1,919,832.75株
甲種類株式 <sup>注</sup>	1名	1株

注:2004年11月17日付で石油公団に対し、甲種類株式を発行しており、2005年4月1日付で石油公団が解散したことに伴い、同日付で、同株式は経済産業大臣に承継されております。当社定款においては、経営上の一定の重要事項の決定について株主総会又は取締役会の決議に加え、甲種類株主総会の決議が必要である旨が定められております。

## 【株式の分布状況<sup>注1</sup>】



注:1.割合は株式数の発行済普通株式の総数に対する割合であります。  
 2.2005年4月1日付で石油公団が解散したことに伴い、同日付で、その所有する当社株式は経済産業大臣に承継されております。  
 3.上記石油公団の保有株式数には甲種類株式は含まれておりません。

## 【大株主(普通株式)の状況】

株主名	持株数(株)	持株比率(%)
石油公団(経済産業大臣) <sup>注</sup>	692,307.75	36.06
石油資源開発株式会社	248,174.56	12.93
三菱商事株式会社	189,594	9.88
三井石油開発株式会社	176,760	9.21
日本マスタートラスト信託銀行株式会社(信託口)	55,419	2.89
日本トラスティ・サービス信託銀行株式会社(信託口)	51,910	2.70
丸紅株式会社	46,446	2.42
住友商事株式会社	46,446	2.42
JFEスチール株式会社	44,190	2.30
第一石油開発株式会社	23,455.44	1.22

注:2005年4月1日付で石油公団が解散したことに伴い、同日付で、その所有する当社株式は経済産業大臣に承継されております。

***INPEX***