

**INPEX**  
INPEX CORPORATION



国際石油開発帝石株式会社

アニュアルレポート2011

2011年3月期

# A Firm Commitment to Sustainable Energy

# INPEX

## INPEX CORPORATION

エネルギーの安定的かつ効率的な供給により、豊かな社会づくりに貢献します。

国際石油開発帝石株式会社 (INPEX CORPORATION) は、世界26カ国で71プロジェクトを展開する日本最大の石油・天然ガス開発企業です。世界各地域で石油・天然ガスの探鉱・開発・生産を手がけ、日本企業最大の埋蔵量、生産量規模を保有し、国際的にも大手石油会社(石油メジャー)に次ぐ上流専門企業の中堅に位置しています。

今後も大規模LNGプロジェクトなど石油・天然ガスの探鉱・開発・生産プロジェクトの積極的な推進を通じて、エネルギーの安定的かつ効率的な供給の実現と、企業価値の持続的成長を着実に進めてまいります。

アニュアルレポート2011では、事業環境やプロジェクトの進捗を踏まえ「A Firm Commitment to Sustainable Energy(安定的かつ効率的なエネルギー供給、およびそれを担うプロジェクトへの強いコミットメント)」をテーマとして掲げています。このテーマを中心として、ステークホルダーの皆様へ当社グループ(以下当社)の経営内容を総合的にお伝えします。

当社の株式は、東京証券取引所第一部(証券コード:1605)に上場しています。また、日経平均株価(日経225)の構成銘柄に採用されています。

### 目的別インデックス

- 業績について  
P.12-15、P.22
- 事業内容について  
P.28-29
- マーケット環境について  
P.30-31
- 強みと戦略について  
P.32-33
- 2大LNGプロジェクトについて  
P.40-45

アニュアルレポート2011と併せて、詳細な数値データを掲載したファクトブック2011もご参照ください。



#### 免責事項

本アニュアルレポートは当社株式の購入や売却などを勧誘するものではありません。投資に関する決定は、投資家ご自身の判断において行われるようお願いいたします。掲載内容については細心の注意を払っていますが、掲載された情報に誤りがあった場合、当社は一切責任を負うものではありませんのでご了承ください。

#### 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います。かかる将来予想に関する情報は、現在入手可能な情報に鑑みてなされた当社の仮定およ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、不確実性およびその他の要因が含まれています。かかるリスク、不確実性およびその他の要因は、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、不確実性およびその他の要因には下記のものを含められますが、これらに限られるものではありません。

- ・原油および天然ガスの価格変動および需要の変化
- ・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。

#### その他の注意事項

本アニュアルレポートの財務内容に係る数値は、原則単位未満を四捨五入して表示しています。P.46以降の「地域別プロジェクトの状況」は、原則2011年6月末現在の状況を記載しています。表中の括弧内の数値はマイナスを意味します。

## 目次

### INPEXスナップショット 002

#### 1 決算報告とトップメッセージ 011

1.1	財務・事業ハイライト	012
1.2	財務・事業ハイライト (グラフ)	014
1.3	代表取締役からのご挨拶	016
1.4	経営トップからのメッセージ	018

#### 2 事業活動の概況 025

2.1	プロフィールと沿革	026
2.2	石油・天然ガスの開発事業について	028
2.3	マーケット環境と今後の見通し	030
2.4	成長を支える4つの強みと3つの中長期戦略	032
2.5	投資計画、およびその資金調達手段	034

#### 3 プロジェクトの概況 035

3.1	埋蔵量、生産量および投資計画	036
3.2	プロジェクト一覧	038
3.3	特集1:イクシス LNGプロジェクト	040
3.4	特集2:アバディ LNGプロジェクト	044
3.5	地域別プロジェクトの状況 アジア・オセアニア/ユーラシア/中東・アフリカ/米州/日本	046

#### 4 社会的責任と経営体制 063

企業としての社会的責任		
4.1	HSE(健康・安全・環境)基本方針/事業活動に伴う環境影響/循環型社会を実現する環境技術/安全操業/地域社会支援/人材開発	064
コーポレート・ガバナンス		
4.2	経営体制/社外役員の独立性と役員報酬/内部統制およびコンプライアンス体制/甲種類株式/情報開示体制	069
4.3	取締役、監査役および執行役員	074

#### 5 財務情報/会社関連情報 077

5.1	過去5年間の主要財務情報	078
5.2	当社特有の会計処理・会計方針について	079
5.3	経営陣による財政状態および経営成績の検討と分析	082
5.4	事業等のリスク	089
5.5	石油・天然ガスの埋蔵量および生産量について	097
5.6	連結財務諸表/連結財務諸表注記	100
5.7	独立監査人の監査報告書	117
5.8	連結子会社および関連会社	118
5.9	石油・天然ガス用語	120
5.10	会社情報	121



# No.1

日本企業最大の埋蔵量、生産量規模を保有。  
石油メジャーに次ぐ上流専門企業の  
トップグループにおける  
確固たる地位を目指しています。

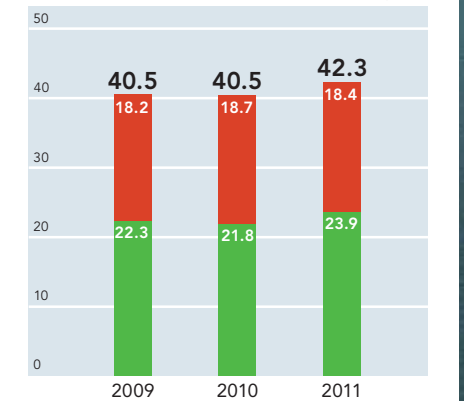
写真：インドネシア・ボンタンLNGプラント

当社の埋蔵量(確認・推定埋蔵量)は約41.3億原油換算バレル(2011年3月末現在)、生産量は日量約42.3万原油換算バレル(2011年3月期平均)にのびります。当社は、日本企業最大の埋蔵量、生産量規模を有し、国際的にも石油メジャーに次ぐ上流専門企業の中堅に位置しています。大型LNGプロジェクトの商業化や新たな権益の獲得で埋蔵量・生産量の維持・拡大を進め、上流専門企業のトップグループにおける確固たる地位を目指しています。

## ネット生産量

(万原油換算バレル/日)

■ 原油 ■ 天然ガス



詳しくは36-37ページをご覧ください



世界

26 カ国

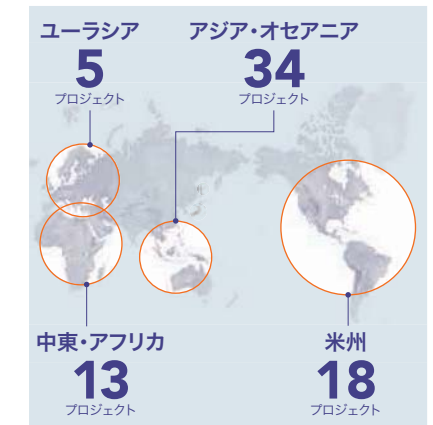
71 プロジェクト

バランスの取れたポートフォリオにより  
事業リスクの分散を図っています。

写真:カザフスタン・カシャガン油田

当社では、カントリーリスク・操業リスクなどの観点から特定地域への過度の依存を回避し、石油・天然ガスの比率、探鉱・開発・生産の各事業ステージ、石油契約の形態など、異なるプロジェクトを組み合わせることで、バランスのとれたポートフォリオの形成に取り組んでいます。2011年6月末現在で、日本のほか、アジア、オセアニア、中東、アフリカ、ユーラシア、米州など、世界26カ国で71のプロジェクトを進めています。

海外プロジェクト数 (2011年6月末現在)



詳しくは38-39ページをご覧ください



# 2大LNG プロジェクト

確かな成長に貢献する  
2つの大型LNGプロジェクトを  
推進しています。

当社は2000年に大型ガス田の「イクシス」(オーストラリア)と「アバディ」(インドネシア)を発見しました。イクシスは2011年第4四半期に最終投資決定を行い、2016年第4四半期の生産開始を予定しています。アバディは「フローティングLNG」による開発の検討を進めています。両LNGプロジェクトの合計生産量は日本の年間LNG輸入量の15%強に相当する大規模なものであり、当社のさらなる成長に向けて両プロジェクトの商業化を積極的に推進しています。

## イクシス、アバディLNGプロジェクト

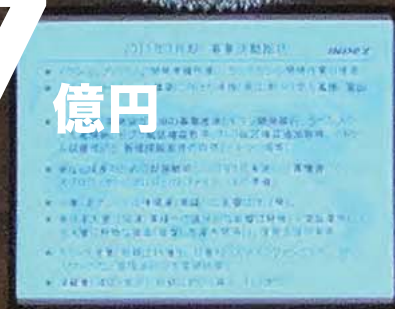


写真:オーストラリア・イクシスLNGプロジェクト

詳しくは40-45ページをご覧ください



連結売上高 **9,431** 億円  
 連結純利益 **1,287** 億円



当社の2011年3月期における業績は、為替が円高傾向の中、油価およびガス価の上昇により、連結売上高は9,431億円(前期比12.2%増)、連結純利益は1,287億円(前期比20.0%増)となりました。

連結売上高/連結純利益

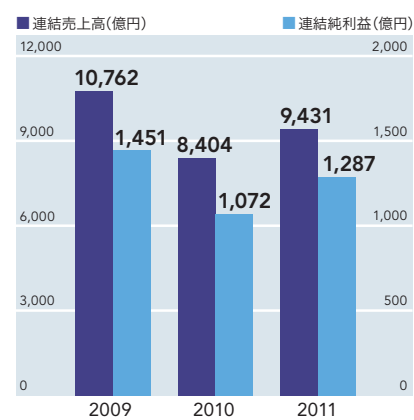


写真: 2011年3月期決算説明会(2011年5月12日)

詳しくは12-14ページをご覧ください

# 3

つの基本戦略

成長目標の達成に向けて  
 3つの基本戦略を推進します。

当社の成長目標である「2020年までにネット生産量日量80~100万原油換算バレルの達成」に向け、3つの基本戦略を推進しています。

- 1. 上流事業の持続的拡大**  
 探鉱・開発・生産プロジェクトの運営・推進を通じ、生産量・埋蔵量の持続的な維持・拡大を追求します
- 2. ガスサプライチェーンの構築とガスビジネスの積極的展開**  
 国内外の天然ガス資産と国内マーケットを有機的に結び付け、付加価値の高いガスサプライチェーンを整備します
- 3. 多様なエネルギーを供給する企業への成長**  
 多様なエネルギーの開発・供給により、持続可能な発展に貢献する企業への成長を追求します

写真: 国内天然ガスパイプラインの工事現場(静岡ライン)

詳しくは32-33ページをご覧ください



# 社会的責任 への取り組み

地球環境や地域社会と調和を図りながら、  
エネルギーの安定的かつ効率的な  
供給を行います。

当社は、健康、安全、環境への取り組みを包括する独自のHSEマネジメントシステムを構築、推進しています。また、開発を行う地域社会の発展に貢献することで地域コミュニティとの共生を目指しつつ、経営の効率性と健全性の向上のためのコーポレート・ガバナンスの強化も進めています。



写真: オーストラリア 北部準州 ブライティン・ポイント

詳しくは64-73ページをご覧ください



イクシズLNGプロジェクト、海上リグにて

## 決算報告と トップメッセージ

1.1	財務・事業ハイライト	012
1.2	財務・事業ハイライト (グラフ)	014
1.3	代表取締役からのご挨拶	016
1.4	経営トップからのメッセージ	018



# 財務・事業ハイライト

国際石油開発帝石株式会社および連結子会社  
3月31日終了の連結会計年度

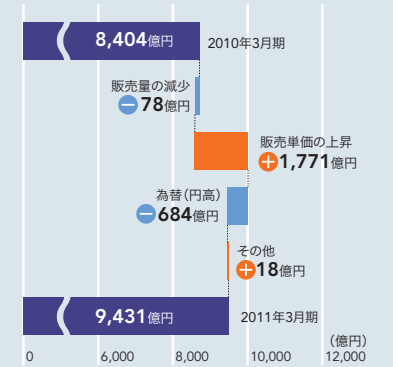
	2007	2008	2009	2010	2011	2011 (米ドル)
<b>損益状況</b>						
売上高(百万円/千米ドル*1)	¥ 969,713	¥ 1,202,965	¥ 1,076,165	¥ 840,427	¥ 943,080	\$ 11,341,912
売上総利益(百万円/千米ドル*1)	625,918	812,411	757,127	542,259	608,247	7,315,057
営業利益(百万円/千米ドル*1)	559,077	714,211	663,267	461,668	529,743	6,370,932
当期純利益(百万円/千米ドル*1)	165,092	173,246	145,063	107,210	128,699	1,547,793
EBIDAX (利払い・償却・探鉱費前利益) *2 (百万円/千米ドル*1)	321,790	382,654	275,871	242,543	274,931	3,306,446
<b>財政状況</b>						
総資産(百万円/千米ドル*1)	¥ 1,608,107	¥ 1,807,901	¥ 1,768,045	¥ 2,013,778	¥ 2,680,380	\$ 32,235,478
自己資本 *3(百万円/千米ドル*1)	1,028,895	1,157,371	1,271,123	1,387,500	1,996,890	24,015,515
純有利子負債 *4(百万円/千米ドル*1)	(169,667)	(328,353)	(324,109)	(349,211)	(688,807)	(8,283,909)
<b>キャッシュ・フロー</b>						
営業活動によるキャッシュ・フロー(百万円/千米ドル*1)	¥ 231,982	¥ 363,995	¥ 230,352	¥ 241,373	¥ 274,094	\$ 3,296,380
投資活動によるキャッシュ・フロー(百万円/千米ドル*1)	(209,243)	(261,767)	(240,168)	(251,812)	(844,511)	(10,156,476)
財務活動によるキャッシュ・フロー(百万円/千米ドル*1)	13,794	(45,228)	(46,090)	68,937	548,057	6,591,185
現金および現金同等物の期末残高(百万円/千米ドル*1)	189,417	222,270	162,845	216,395	182,025	2,189,116
<b>1株当たり情報</b>						
1株当たり当期純利益(円/米ドル*1)	¥ 70,423.45	¥ 73,510.14	¥ 61,601.60	¥ 45,553.56	¥ 40,832.40	\$ 491.07
1株当たり純資産(円/米ドル*1)	436,467.92	491,168.09	540,100.10	589,548.88	546,958.90	6,577.98
1株当たり配当額(円/米ドル*1)	7,000.00	7,500.00	8,000.00	5,500.00	6,000.00	72.16
配当性向(%)	9.9%	10.2%	13.0%	12.1%	14.7%	14.7%
<b>財務指標</b>						
純有利子負債/純使用総資本(%) *6	(18.6)%	(36.1)%	(31.2)%	(30.6)%	(48.9)%	(48.9)%
自己資本比率(%) *5	64.0%	64.0%	71.9%	68.9%	74.5%	74.5%
自己資本利益率(ROE)(%) *7	17.7%	15.8%	11.9%	8.1%	7.6%	7.6%
純使用総資本利益率(ネットROACE)(%) *8	20.4%	21.4%	14.6%	10.5%	10.8%	10.8%
<b>株価指標</b>						
期末株価(円/米ドル*1)	¥ 1,020,000	¥ 1,110,000	¥ 683,000	¥ 686,000	¥ 631,000	\$ 7,589
時価総額(億円/百万米ドル*1)	24,056	26,178	16,108	16,179	23,068	27,743
株価収益率(PER)(倍)	14.5	15.1	11.1	15.1	15.5	15.5
株価純資産倍率(PBR)(倍)	2.3	2.3	1.3	1.2	1.2	1.2
<b>事業データ</b>						
確認埋蔵量(百万原油換算バレル) *9	1,770	1,645	1,598	1,475	1,308	1,308
ネット生産量(千原油換算バレル/日) *10	418	423	405	405	423	423
探鉱・開発投資(百万円/千米ドル*1) *11	217,646	315,684	294,364	235,721	248,005	2,982,622

## 売上高

**9,431** 億円  
(前期比1,027億円、**12.2%増**) ↑

天然ガス販売量の減少や、円高の影響を受けたものの、油価およびガス価の上昇により前期比12.2%の増収となりました。

## 売上高増減分析



## 当期純利益

**1,287** 億円  
(前期比215億円、**20.0%増**) ↑

主に売上高の増加により前期比20.0%の増益となりました。

## 当期純利益増減要因

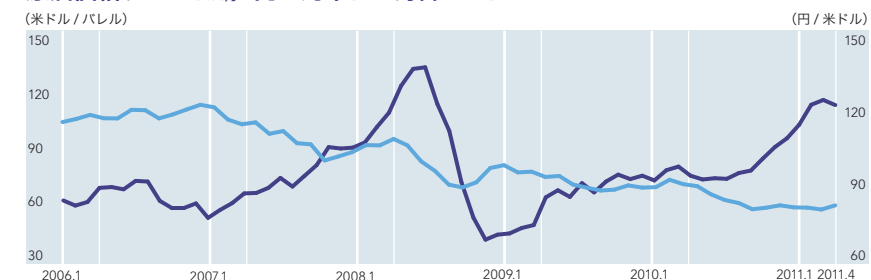
- ・売上高の上昇 **+1,027** 億円
- ・探鉱費および探鉱関連引当の減少 **+38** 億円
- ・売上原価の増加 **-366** 億円
- ・法人税等(法人税等調整額含む)の増加 **-436** 億円
- ・その他 **-48** 億円

## 配当金

**1株6,000** 円  
(前期比500円増配) ↑

中間配当金(1株につき3,000円)を加えた年間配当金は1株につき6,000円(前期比500円の増配)となりました。

## 原油価格(ブレント原油)/円の対米ドル為替レート

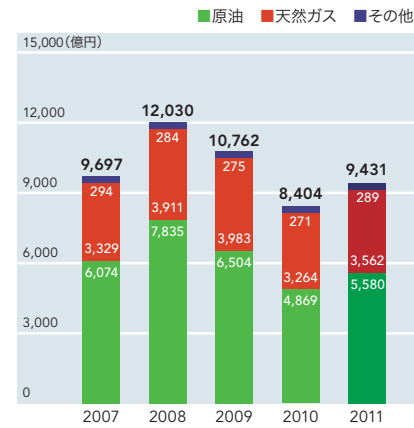


\*1 円貨から米ドル表示への換算は、単に便宜上、2011年3月31日時点の換算レートである1米ドル=83.15円で計算している。  
 \*2 EBIDAX(利払い・償却・探鉱費前利益) = 当期純利益 + 少数株主損益 + 法人税等調整額 + (1 - 実効税率) × (支払利息 - 受取利息) + 為替差損益 + 減価償却費 + のれん償却額 + 生産物回収助定 (資本支出)の回収額 + 探鉱費 + 探鉱事業引当金繰入額 + 生産物回収助定引当金繰入額  
 \*3 自己資本 = 純資産 - 少数株主持分  
 \*4 純有利子負債 = 有利子負債 - 現金及び現金同等物 - 現金同等物外の定期預金 - 国債・地方債・社債など(時価のあるもの)  
 \*5 自己資本比率 = 自己資本 / 総資産  
 \*6 純有利子負債 / 純使用総資本 = 純有利子負債 / (純資産 + 純有利子負債)  
 \*7 自己資本利益率(ROE) = 当期純利益 / 自己資本の期初と期末の平均値  
 \*8 純使用総資本利益率(ネットROACE) = (当期純利益 + 少数株主損益 + (支払利息 - 受取利息) × (1 - 実効税率)) / (純資産及び純有利子負債の合計の期初と期末の平均値)  
 \*9 確認埋蔵量: 米国証券取引委員会(SEC)の規則に従った数値。確認埋蔵量は、持分法適用会社を含む当社グループの主要なプロジェクトを対象とし、今後の開発投資が巨額であり、将来の業績への影響が大きいと考えられるプロジェクトについては、DeGolyer&MacNaughton社にて、その他については自社にて、評価・算定した値。  
 \*10 ネット生産量: 米国証券取引委員会(SEC)の規則に従った数値。当社グループが締結している生産分与契約にかかる当社グループの原油及び天然ガスの生産量は、正味経済的取分に相当する数値。  
 \*11 探鉱・開発投資 = 探鉱投資 + 開発投資 + 権益取得費

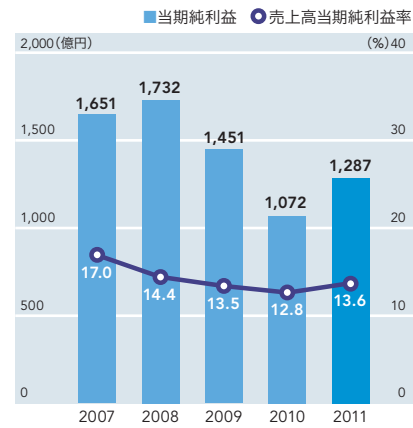


# 財務・事業ハイライト(グラフ)

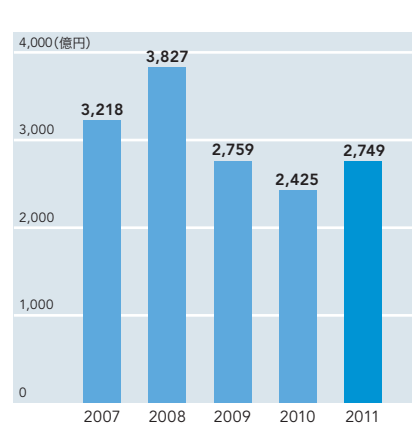
売上高(製品別)



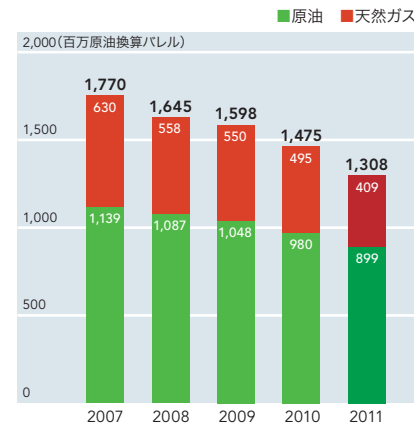
当期純利益・売上高当期純利益率



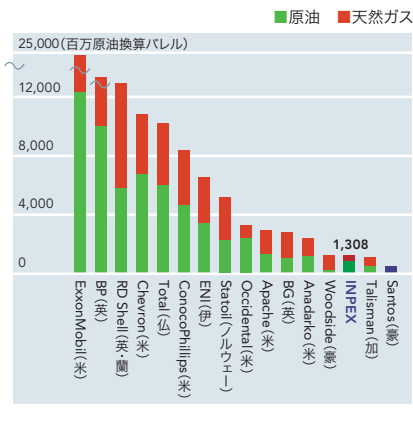
EBIDAX\*1(利払い・償却・探鉱費前利益)



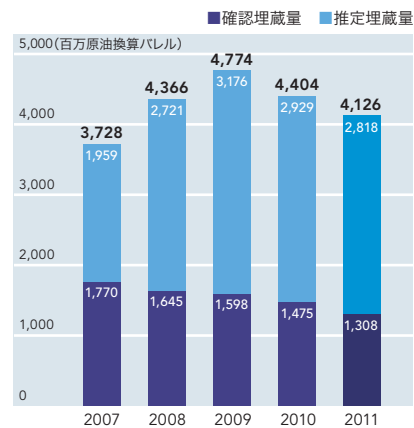
確認埋蔵量(製品別)\*8



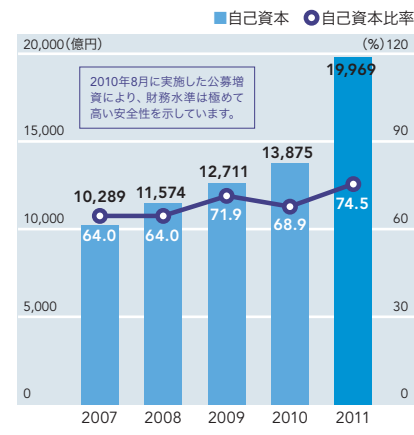
石油メジャー・主要な上流専門企業との埋蔵量の比較\*9



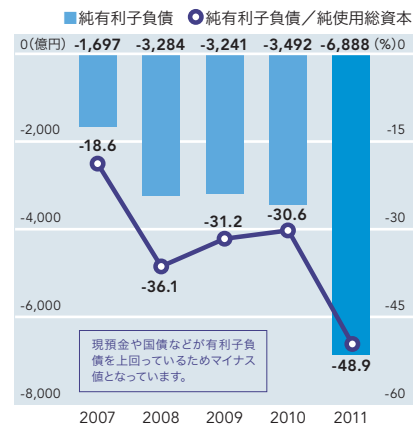
確認・推定埋蔵量\*10



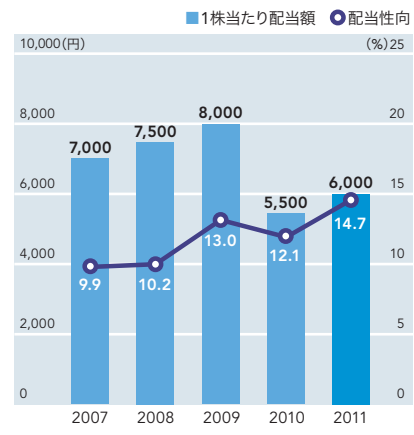
自己資本\*2・自己資本比率\*3



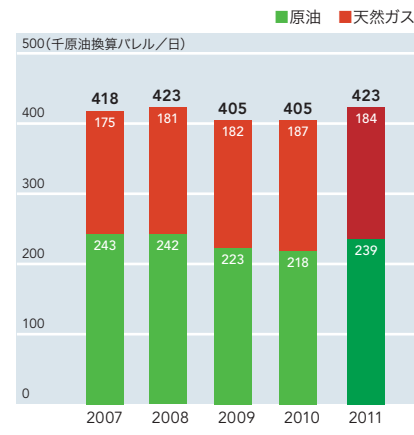
純有利子負債\*4  
純有利子負債/純使用総資本\*5



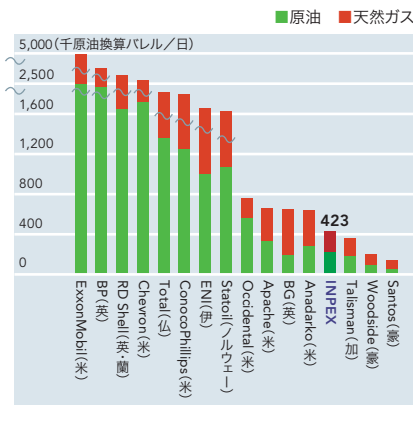
1株当たり配当額・配当性向



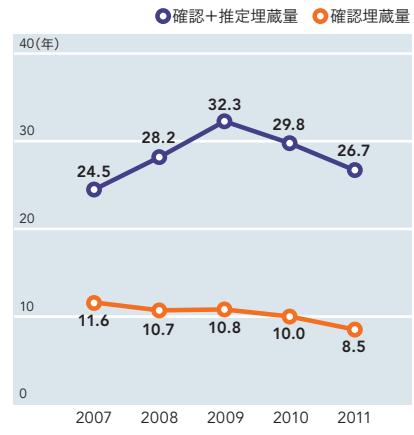
ネット生産量(製品別)\*11



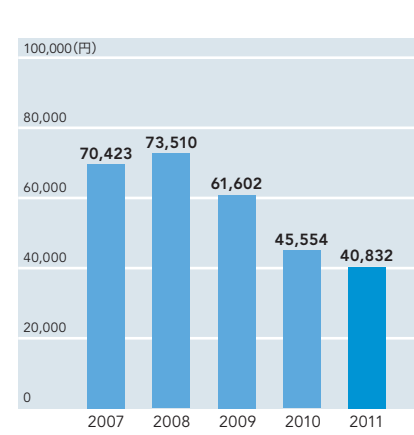
石油メジャー・主要な上流専門企業との生産量の比較\*12



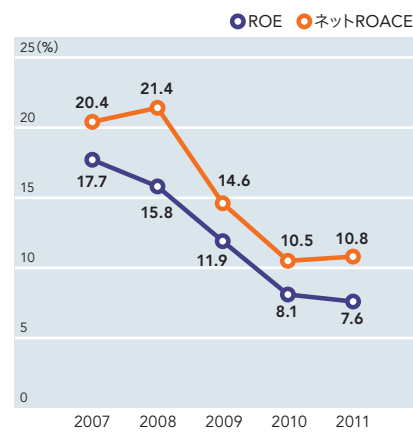
可採年数\*13



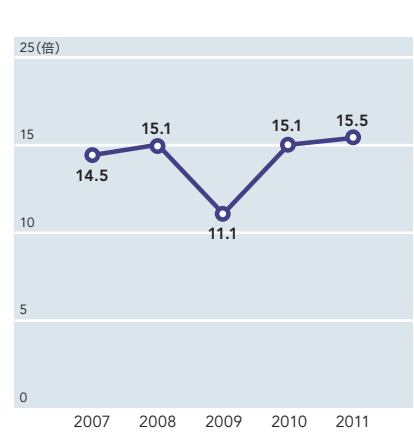
1株当たり当期純利益



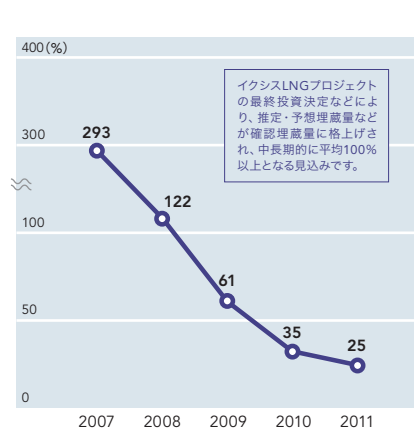
自己資本利益率(ROE)\*6  
純使用総資本利益率(ネットROACE)\*7



株価収益率(PER)



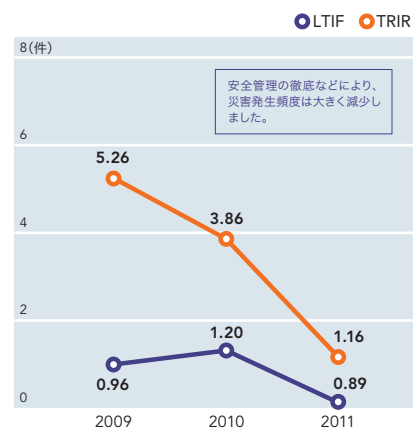
リザーブ・リプレースメント・レシオ(3年平均)\*14



試探成功(3年平均)\*15



災害発生頻度\*16



\*1 EBIDAX(利払い・償却・探鉱費前利益) = 当期純利益 + 少数株主損益 + 法人税等調整額 + (1 - 実効税率) × (支払利息 - 受取利息) + 為替差損益 + 減価償却費 + のれん償却額 + 生産物回収勘定(資本支出)の回収額 + 探鉱費 + 探鉱事業引当金繰入額 + 生産物回収勘定引当金繰入額  
 \*2 自己資本 = 純資産 - 少数株主持分  
 \*3 自己資本比率 = 自己資本 / 総資産  
 \*4 純有利子負債 = 有利子負債 - 現金及び現金同等物 - 現金同等物外の定期預金 - 国債・地方債・社債など(時価のあるもの)  
 \*5 純有利子負債/純使用総資本 = 純有利子負債 / (純資産 + 純有利子負債)  
 \*6 自己資本利益率(ROE) = 当期純利益 / 自己資本の期初と期末の平均値  
 \*7 純使用総資本利益率(ネットROACE) = (当期純利益 + 少数株主損益 + (支払利息 - 受取利息) × (1 - 実効税率)) / (純資産及び純有利子負債の合計の期初と期末の平均値)  
 \*8 確認埋蔵量は、米国証券取引委員会(SEC)の規則に従った数値。持分法適用会社を含む当社グループの主要なプロジェクトを対象とし、今後の開発投資が巨額であり、将来の業績への影響が大きいと考えられるプロジェクトについては、DeGolyer&MacNaughton社にて、その他については自社にて、評価・算定した。  
 \*9 各社2010年12月末時点であるが、当社は2011年3月末時点の米国証券取引委員会(SEC)規則に従った値。埋蔵量は、持分法適用会社を含む当社グループの主要なプロジェクトを対象とし、今後の開発投資が巨額であり、将来の業績への影響が大きいと考えられるプロジェクトについては、DeGolyer&MacNaughton社にて、その他については自社にて、評価・算定している。原油にはブリューメン、合成原油等非常規資源を含む。比較企業として産油国営企業は除外している。Santosの製品別割合については開示がないため、合計値のみプロットしている。  
 \*10 2011年3月末、2010年3月末、2009年3月末及び2008年3月末時点の推定埋蔵量はSPE/WPC/AAPG/SPEEの2007年3月に承認されたSPE-PRMS(新基準)に、2007年3月末時点の推定埋蔵量はSPE及びWPCが定めた指針(1997 SPE/WPC)に従った確認埋蔵量と推定埋蔵量の合計値から、それぞれの年度末のSECが定める規則に従った確認埋蔵量を差し引いた数値。確認埋蔵量は米国証券取引委員会(SEC)の規則に従った数値。確認埋蔵量及び推定埋蔵量は、持分法適用会社を含む当社グループの主要なプロジェクトを対象とし、今後の開発投資が巨額であり、将来の業績への影響が大きいと考えられるプロジェクトについては、DeGolyer&MacNaughton社にて、その他については自社にて、評価・算定した値。2008年3月末のジョスリンオイルサンドプロジェクト(露天掘り)の埋蔵量は、RYDER SCOTT社の評価に従った数値。  
 \*11 生産量は米国証券取引委員会(SEC)の規則に従った数値。当社グループが締結している生産分と契約にかかる当社グループの原油及び天然ガスの生産量は、正味経済的取分に相当する数値。  
 \*12 各社は2010年12月期、当社は2011年3月期の米国証券取引委員会(SEC)規則に従った数値。石油にはブリューメン、合成原油等、非常規資源を含む。持分法適用会社の持分を含む。比較企業として産油国営企業は除外している。  
 \*13 可採年数 = 期末埋蔵量 / 期中生産量  
 \*14 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  
 \*15 試探成功率 = 試探掘削本数に占める成功井数の割合(試探掘削・新規フィールドの発見、貯留層が発見されているフィールドにおける他の貯留層の発見、既知の貯留層の広がり確認を目的とした掘削井。)  
 \*16 LTFI: 百万労働時間当たりの死亡・災害発生頻度 / TRIR: 百万労働時間当たりの医療処置を要する労働災害(死亡+休業+不休+医療)の災害発生頻度





代表取締役副会長  
梶岡 雅俊

代表取締役会長  
黒田 直樹

代表取締役社長  
北村 俊昭

## 石油・天然ガスの安定的かつ 効率的な供給を通じて 持続的な企業価値の向上を目指します

皆様には、平素より当社、国際石油開発帝石株式会社の事業活動について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、2008年10月1日の完全統合で新たなスタートを切り、組織の完全一体化を図りつつ、一層の効率的・機動的な経営体制を確立してまいりました。以来、石油・天然ガス開発事業を展開する日本のリーディングカンパニーとして、国内外で石油・天然ガスの探鉱・開発・生産を積極的に推進しています。

現在、石油・天然ガスの開発事業をとりまく環境は、不安定な原油価格・為替相場に加え、資源国等の地政学リスクや資源ナショナリズムの高まり、資源獲得競争の一層の激化など、大きく変化しています。一方、新興国を中心とした経済成長を支えに、世界のエネルギー需要は今後も増加することが予想されており、その中でも特に天然ガスは国内外で需要の堅調な伸びが見込まれています。

当社は、今後ともエネルギーの安定的かつ効率的な供給の実現に貢献するという社会的使命を果たすとともに、埋蔵量と生産量の中長期的な維持・拡大を目指してまいります。株主をはじめとしたステークホルダーの皆様の期待にお応えし、企業価値の持続的成長を実現するため、全社一丸となって取り組んでまいります。

2011年3月11日に発生した東日本大震災で被災されたすべての方々や関係者の皆様に、心よりお見舞い申し上げます。今後とも一層のご理解とご支援を賜りますようお願い申し上げます。

2011年7月

代表取締役会長  
黒田 直樹

代表取締役副会長  
梶岡 雅俊

代表取締役社長  
北村 俊昭



# A Firm Commitment to Sustainable Energy

上流専門企業の  
トップグループのなかで  
確固たる地位を目指します

代表取締役社長  
北村 俊昭



## ステークホルダーの皆様へ

2011年3月期は、前期に引き続き安定した業績・配当を達成するとともに、将来の成長目標に向けて大型LNG(液化天然ガス)プロジェクトをはじめとした各種プロジェクトで着実な進展が見られました。社長就任後の1年間を振り返りつつ、当社を取り巻く事業環境やプロジェクトの進捗などについてステークホルダーの皆様へご報告いたします。

### 1. 社長就任後の1年間を振り返って — 経営トップの役割

昨年6月の社長就任以来、経営トップとして会社全体をリードしながら、目標に向けてプロジェクトのマイルストーンを一つひとつ着実に実現してまいりました。

経営トップの役割は、プロジェクトの確実な実現に向け、経営資源の効果的な配分と効率的な運用、特に適材適所の人事配置や資金調達計画の策定であると考えていますが、就任初年度にこれらに関する一定の成果をステークホルダーの皆様へご報告できると考えています。

経営トップとしてのもう一つ重要な役割と考えているのは、激化する資源獲得競争や流動的かつ複雑化しつつある国際情勢の下で、当社にとっての優良な権益獲得機会の最大化とリスクの最小化を図っていくことです。その際に必要なのが、産油国やパートナーとの「国際的な信頼関係」です。産油国にとって、その貴重な資産である油・ガス田をどの開発会社に預け、開発してもらうかは、自国の経済発展を方向付ける上で極めて重要です。当社には、日本企業としての信頼感や、石油・天然ガス開発企業として世界20カ国以上でプロジェクトを進めてい

る実績などがあり、それらが産油国やパートナーからみた国際的な信頼を高めていると感じています。

この1年間を振り返ると、産油国の政府要人や石油メジャーなどの経営トップと直接対話する中で、イクシス、アバディといった大型LNGプロジェクトの進展とともに、当社の国際的な信頼やプレゼンスが一層高まっていると感じています。イランのアザデガン油田からの撤退など厳しい決断を迫られた1年でもありましたが、日々着実に実績を積み重ねることで産油国やパートナーからの信頼が向上し、それが新たな権益獲得機会をもたらす— そういった成長ストーリーをより具体的に実感できた1年であったと感じています。

経営トップのもう一つ重要な役割は、**優良な権益獲得機会の最大化とリスクの最小化。**  
その際に必要となるのが、**「国際的な信頼関係」**です。



## 2. 石油・天然ガス開発企業をとりまく事業環境について

エネルギー源のベストミックスには、まず「安全性」、そして「安定供給」、「経済性」、「環境への配慮」が重要。環境に優しい天然ガスの重要性が高まり「天然ガスシフト」が進むと考えます。

わが国では今年3月の東日本大震災で多くの方々が被災されました。謹んでお見舞い申し上げますとともに、一日も早い復興をお祈りいたします。

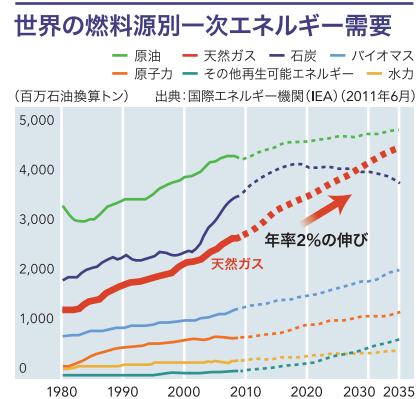
この大震災以降、当社が担うエネルギーの安定的かつ効率的な供給の重要性を改めて認識しています。私自身、1970年代の第一次オイルショックの際には、現場の第一線でエネルギー不足が国民生活に与える混乱を目のあたりにしました。オイルショックの際の経験や今回の大震災を踏まえ、エネルギー源のベストミックス(最適な組み合わせ)には、まず安全性、そして次に安定的供給、経済性の確保、環境への配慮が重要と考えています。震災の影響を受け、今後、エネルギー源のベストミックスを見直す際には、長期的には、太陽光などの再生可能エネルギーの比重が増すと考えられますが、短期・中期的には、石油・石炭・天然ガスといった化石燃料系のエネルギー源、その中でも環境に優しい天然ガスが大きな役割を担うと予想しています。

世界におけるエネルギー需要は、新興国を中心とした経済成長を背景に今後も堅調に増加すると見込まれています。そのなかでも天然ガスは、石油や石炭と比較した場合の価格・環境面における優位性から特に大きな需要の伸びが見込まれ、2010年から2035年までに年率2%増加し2035年には世界の一次エネルギー需要全体の25%

超を占める見通し(国際エネルギー機関(IEA))とされています。震災の影響や気候変動などにより、日本や各国における中長期のエネルギー政策が見直されていく過程においても、天然ガスの重要性がより一層高まり「天然ガスシフト」が進むと考えています。

この天然ガスシフトの流れとして、北米では非在来型の天然ガス「シェールガス」の開発が加速しています。アジア地域ではLNGによる天然ガス供給が主流であり、パイプラインによる供給が中心となる北米や欧州の需給体系とは異なることから、シェールガス開発の加速が当社の進めるLNGプロジェクトに与える直接的な影響は現時点では無いと考えています。

エネルギー源のベストミックスの見直しに加え、産油国で見られる資源ナショナリズム、中国をはじめとした新興国による資源獲得競争の激化により、エネルギーの安定的かつ効率的な供給の重要性がますます高まりつつあります。当社は国産天然ガスのサプライヤーとして、過去数十年の長きにわたり国産天然ガスを国内市場に供給してきました。今後は、当社がオペレーターを行う海外LNGプロジェクトからの天然ガス供給に加え、さらに安定的かつ効率的な供給の実績を積み重ね、国内ばかりでなくグローバルな天然ガス市場においても当社の存在感を高めてまいります。



マーケット環境の詳細は  
30-31ページをご覧ください

## 3. 事業環境を踏まえた経営戦略について

現在の当社は、生産量、埋蔵量の規模で石油メジャーに次ぐ上流専門企業の中位にあります。さらなる企業価値向上に向け、「2020年までにネット生産量日量80~100万原油換算バレルの達成」を成長目標として掲げ、資産的、財務的、人的にバランスの取れたグローバル企業、すなわち上流専門企業のトップグループにおける確固たる地位を目指しています。

成長目標の達成に向け、当社は3つの中長期的な戦略を推進しています。

### 1. 上流事業の持続的拡大

イクシス、アバディといった既存プロジェクトの立ち上げ、探鉱活動による新規油・ガス田の発見、既存油・ガス田の買収等による生産量のさらなる追加

### 2. ガスサプライチェーンの構築とガスビジネスの積極的展開

直江津LNG受入基地の建設や、関東甲信越を結ぶ現在約1,400kmのパイプライン網をさらに拡充し、海外LNGプロジェクトと国内ガスを組み合わせた安定的供給網の確立

### 3. 多様なエネルギーを供給する

企業への成長  
シェールガスを含む非在来型資源、Gas To Liquid(GTL)や地熱発電など将来を見据えた新エネルギーの事業化

成長目標の実現に向けた道のりは決して楽観視できるものではありません。資材価格の上昇による開発コストの上

「2020年までにネット生産量日量80~100万原油換算バレルの達成」を成長目標として掲げ、資産的、財務的、人的にバランスの取れた上流専門企業のトップグループにおける確固たる地位を目指しています。

振れリスクへの対応や、新規の探鉱・開発プロジェクトが極地・深海といったフロンティアへ向かう中、高まる技術的なハードルへの対応が求められます。また、2010年4月に発生したメキシコ湾の原油流出事故が示すように、事故・災害時における危機対応の確立、安全操業の確保、環境への影響を最小化する取り組みが以前に増して必要となります。また、中東・北アフリカ諸国の政情不安をはじめとしたカントリーリスクへの適切かつ迅速な対応を行うことも重要になります。

こうした課題に対しては、世界各地で進めているプロジェクトの経験、盤石な財務基盤、探鉱・開発・生産の各段階で蓄積した技術力など、持ち前の強みを最大限活かすことで一つひとつ乗り越えたいと考えます。

安全管理については、オペレーターとしての操業経験を活かしつつ、パートナーと連携し、これまで以上に強化していきます。さらに、グローバルな上流専門企業としての存在感を高めていくために、若手の人材を積極的に海外の現場へ送り、技術や経験を蓄積させ、グローバルに通用する人材の育成にも取り組んでまいります。



メキシコ湾の原油流出事故  
2010年4月20日に米国ルイジアナ州のメキシコ湾沖合で操業中の石油掘削施設が爆発し、掘削パイプが折れて海底油田から大量の原油がメキシコ湾全体へと流出した事故。

経営戦略の詳細は  
32-33ページをご覧ください



## 4. 当期業績と事業活動について

連結売上高  
**9,431億円**  
(前期比12.2%増)

連結純利益  
**1,287億円**  
(前期比20.0%増)



イクシスLNGプロジェクト



アバディLNGプロジェクト

2011年3月期の業績については、天然ガス販売量の減少や円高によるマイナス要因はありましたが、原油価格および連動するガス価が上昇したことなどにより、連結売上高9,431億円、連結純利益1,287億円と前期比それぞれ12.2%、20.0%の増収増益となりました。

当社が特に力を入れるイクシス、アバディ両LNGプロジェクトでは、昨年から今年にかけて着実な進展がみられました。イクシスプロジェクトでは、2011年第4四半期に予定される最終投資決定(FID)に向けて一つひとつ必要なマイルストーンを達成してきました。2009年から実施した生産施設の基本設計(FEED)作業のエンジニアリング作業がほぼ終了し、現在は資機材調達および建設(EPC)の業者選定などを行っています。LNG生産施設の建設に必要な行政上の手続きも整いつつあり、また、LNGのマーケティングについては今年6月に複数のLNGバイヤーと基本合意に至りました。一方、現地での社会貢献活動についても、今年4月に先住民の青年層などを対象とした職業訓練校を開校するなど、積極的に取り組んでいます。

アバディプロジェクトでは、昨年12月にインドネシア政府から開発計画が承認されて以降、基本設計(FEED)作業の開始に向けた準備作業や環境社

会影響評価などを実施しています。同プロジェクトでは、「洋上液化設備(フローティングLNG)」の開発コンセプトを前提とした検討を実施しており、その本格推進にあたりLNGビジネスや大規模洋上開発に実績・経験のある国際的な石油・天然ガス会社との提携を検討しておりましたが、今年7月に石油メジャーのShell社へ参加権益の一部を譲渡することに決定しました。今後は、共同で事業化に向けて作業を進める予定です。

なお、他のプロジェクトでは、チモール海キタン油田の開発移行決定、マハカム沖鉦区近傍のセブク鉦区権益の取得、アゼルバイジャンACG油田における権益の追加取得を進めました。探鉦案件については、今年2月に当社初の進出となる米国メキシコ湾大水深における探鉦鉦区を取得、同じく2月にベトナム海上探鉦鉦区の試掘に成功するなどの進捗がありました。

3月に発生した大震災の影響については、幸いにして国内主要施設および天然ガスパイプラインネットワークへの大きな被害はありませんでした。今回の震災を教訓として、大地震発生時における本社重要機能の確保を目的としたBCP(事業継続計画)を新たに策定するなど、必要な備えを迅速に進めています。

## 5. 今後の投資計画と財務戦略について

当社の成長目標である「2020年までにネット生産量日量80~100万原油換算バレルの達成」に向け、「**2011年3月期からの7年間で総額約4兆円の投資計画**」を基本として継続的に投資を行っています。2011年3月期は、探鉦・開発等を対象に2,400億円以上の投資を行いました。2012年3月期から向こう3年間では約1兆8千億円弱の投資を計画しています。

これら巨額の投資を着実にを行うためには確固たる財務戦略が不可欠です。当社では財務健全性の目標指標(自己資本比率50%以上、純使用総資本に対する純有利子負債の比率20%以下)をふまえ、約4兆円の投資計画に対する資金源として以下の3つを想定しています。

1. 公募増資
2. 手元資金および将来の営業キャッシュ・フロー
3. プロジェクト・ファイナンスを含む銀行借入

このうち公募増資については、すでに2010年8月に実施し、約5,200億円を調達していますが、その結果、2011年3月末における当社の財務状況は、主要な上流専門企業の財務状況との比較でも極めて健全な水準となっています(2011年3月末現在、自己資本比率74.5%、純使用総資本に対する純有利子負債の比率マイナス48.9%)。

公募増資による健全な財務状況が支えとなり、銀行借入の増加に伴う負債額がピークになると思われる2017年前後においても財務健全性を確保できる見通しで、今後の借入金調達を有利に進められると考えています。

なお、公募増資の実施により株式に希薄化が生じることとなりましたが、イクシス、アバディ等の商業化を実現することで、ネット生産量を2020年までに現在の約2倍に増加させ、希薄化を上回る収益の拡大を見込んでいます。

投資計画と財務戦略の詳細は  
34ページをご覧ください

2011年3月期からの7年間で  
総額約4兆円の投資計画を  
着実にを行うために、2010年8月に  
公募増資を実施しました。





## 6. ステークホルダーの皆様へのメッセージ

グローバル企業としてさらなる成長を目指し、ステークホルダーの皆様からのご期待、厳しいご指摘等を糧に、会社全体を力強く、堅実にリードしていきます。



当社はエネルギーの安定的かつ効率的な供給を担う企業として社会的な責任を自覚すると同時に、グローバルに事業を展開する企業として国際社会における共生・発展をふまえた経営に努めています。当社は、石油・天然ガス開発企業として国際的にはまだ目立たない存在と感じており、ステークホルダーの皆様との対話を充実させ当社の成長性やプロジェクトの進捗を判りやすくお伝えし、皆様からの適正な評価を得る努力が必要であると考えています。

昨年度はIR活動などを通じ、株主をはじめとしたステークホルダーの皆様と意見交換する数多くの機会をいただきました。皆様からのご期待、厳しいご指摘を糧に、経営トップとして会社全体を力強く、かつ着実にリードするとの思いを再認識しています。今年度も、株主総会や国内外のIR活動などを通じて、経営トップ自ら、ステークホルダーの皆様より直接意見をお伺いし、双方向のコミュニケーションを増やしたいと考えています。

株主の皆様に対する利益還元については、2011年3月期(通期)における1株当たりの配当額は、前期に比べ

500円増配の6,000円とさせていただきました。配当性向はここ数年10～15%程度で推移していますが、現在の当社は中期的成長目標の達成に向けて内部留保を充当する段階であり、業績連動型の目標配当性向の数値設定はしていません。イクシス、アバディ等の商業化により将来的に成長ペースが巡航速度に入った段階で改めて株主還元政策を見直していきたいと考えています。

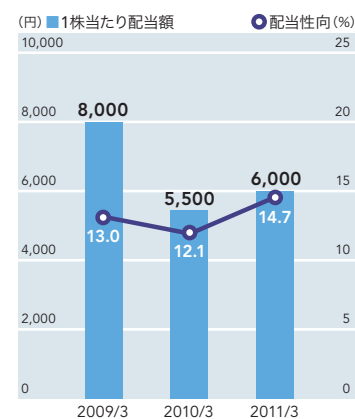
2012年3月期はイクシスLNGプロジェクトの最終投資決定など、将来の成長目標に向けた大きな進展を期待しています。プロジェクトを実現させ、成長目標の達成により企業価値、ひいては株主価値の向上につなげるよう、今年度も経営トップとして会社全体を力強くかつ着実にリードしてまいります。

株主をはじめとするステークホルダーの皆様には、当社への一層のご理解とご支援を改めてお願い申し上げます。

2011年7月

代表取締役社長  
北村 俊昭

### 1株当たりの配当額と配当性向



る1株当たりの配当額は、前期に比べ



地質調査の様子

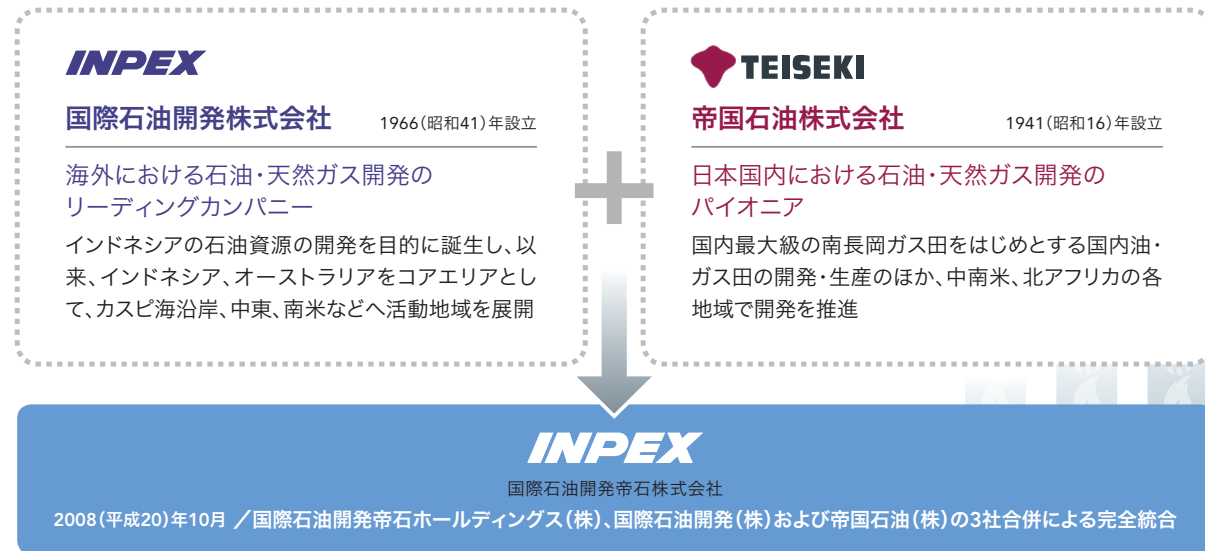
## 事業活動の概況

2.1	プロフィールと沿革	026
2.2	石油・天然ガス開発の事業について	028
2.3	マーケット環境と今後の見通し	030
2.4	成長を支える4つの強みと3つの中長期戦略	032
2.5	投資計画、およびその資金調達手段	034








# プロフィールと沿革

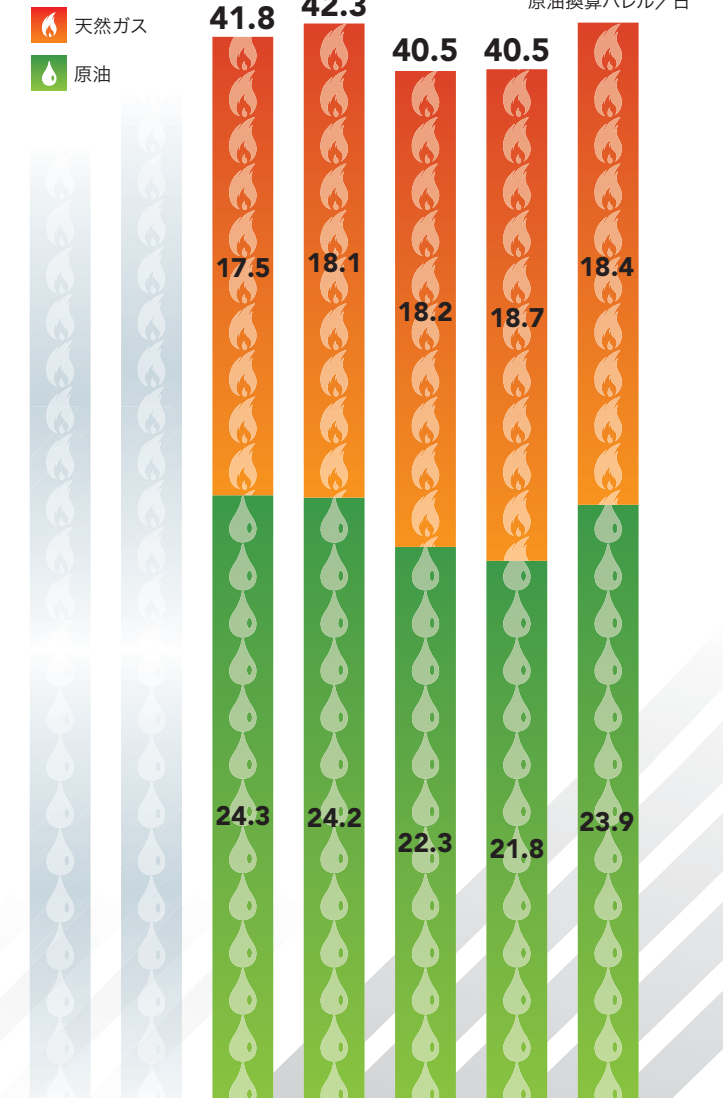
当社は、2008年10月に国際石油開発株式会社と帝国石油株式会社が完全統合して発足しました。過去数十年にわたる石油・天然ガス開発の実績と、26カ国71プロジェクト(2011年6月末現在)の経験などを活かし、石油・天然ガスの探鉱・開発・生産を積極的に推進しています。



## 沿革

1940	1960	1970	1980	1990	2000	2007	2008	2009	2010	2011				
<p><b>1941年</b> 帝国石油(株)設立</p> <p>各社の石油鉱業部門を一元化するため、半官半民の国策会社として設立。(1950年に民間会社として再発足。)</p>	<p><b>1962年</b> 新潟～東京間に、国内初の長距離高圧天然ガス輸送パイプライン(東京ライン)完成</p> 	<p><b>1970年</b> マハカム沖(インドネシア)でアタカ油田発見</p> 	<p><b>1973年</b> ジャパン石油開発(株)(JODCO)設立 UAE ADMA鉱区の権益取得</p>	<p><b>1975年</b> 社名をインドネシア石油(株)に変更</p>	<p><b>1979年</b> 国内最大級の南長岡ガス田(新潟県)を発見</p>	<p><b>1984年</b> 越路原プラントが完成し、南長岡ガス田の生産開始</p> 	<p><b>1992年</b> 日本企業初のベネズエラにおける石油開発事業への参入</p> 	<p><b>1998年</b> カザフスタン・北カスピ海沖合鉱区、オーストラリアWA-285-P鉱区権益、インドネシア・マセラ鉱区権益取得</p>	<p><b>2000年</b> カシャガン油田、イクシスガス・コンデンセート田、アバディガス田発見</p>	<p><b>2001年</b> 社名を国際石油開発(株)に変更</p>	<p><b>2004年</b> ジャパン石油開発(株)(JODCO)と統合 東京証券取引所 市場第一部上場</p>	<p><b>2005年</b> 東シナ海における試掘権設定許可取得</p> <p><b>2005年</b> アゼルバイジャン・ACG油田の生産開始</p>	<p><b>2006年</b> 経営統合</p>  <p>国際石油開発(株)、帝国石油(株)による共同持株会社「国際石油開発帝石ホールディングス(株)」を設立</p> <p><b>2006年</b> イクシスLNGプロジェクトがオーストラリア連邦政府の主要促進プロジェクトに認定</p>	<p><b>2008年</b> 国際石油開発帝石(株)発足 国際石油開発帝石ホールディングス(株)、国際石油開発(株)、帝国石油(株)が合併し、国際石油開発帝石(株)発足。東京・赤坂に本社移転</p>

## ネット生産量の推移 (万原油換算バレル/日)



## 経営理念・ビジョン

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

## 事業の内容

当社グループは、当社、子会社62社(うち連結子会社53社)および関連会社19社(うち持分法適用関連会社12社)ならびに関連会社の子会社3社(2011年3月31日現在)により構成されており、日本のほか「アジア・オセアニア」、「ユーラシア(欧州・NIS諸国)」、「中東・アフリカ」、「米州」における石油・天然ガスの探鉱、開発、生産、販売およびそれらを行う企業に対する投融資を主たる業務としています。

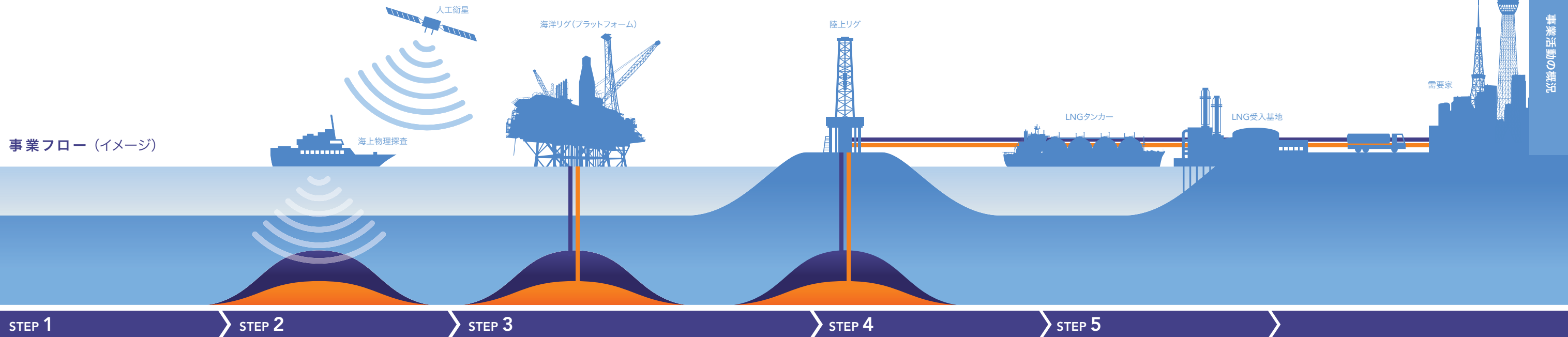
## プロフィール

- プロジェクト数・展開国数：26カ国、71プロジェクト
- 連結売上高：9,431億円(2011年3月期)
- 資本金：2,908億983万5,000円
- 連結総資産：2兆6,804億円(2011年3月31日現在)
- 連結従業員数：1,854名(2011年3月31日現在)

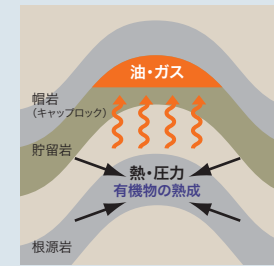


# 石油・天然ガスの開発事業について

石油業界の事業は、川の流りに例えて、石油・天然ガスの開発・生産を行う「上流」、生産物の輸送を行う「中流」、精製・販売を行う「下流」に分けることができます。当社は、主に「上流」を担い、地下に存在する原油や天然ガスを見つけ、掘り出し、集め、販売する事業を行っています。下記事業フローの通り、上流事業はさらに細かく「鉱区の取得」、「探鉱」、「評価」、「開発」、「生産・販売」に分類されます。



## 石油・天然ガスとは



石油と天然ガスは、ともに炭素と水素が結びついた有機物(炭化水素)の一種です。石油は炭素の分子と水素の分子がたくさん結びついた化合物で、普通の状態(人間の生活できる1気圧、15℃ぐらいの状態)では液体です。ガスは、普通の状態では気体です。液体とガスの違いはありますが、いずれも良く燃える性質を持っています。

地下深部で生成された石油・天然ガスは、地層中の土や水などより比重が軽いため、長い年月をかけて上昇していきませんが、石油・天然ガスを通さない密度の高い地層にぶつかると、そこに溜まり、油田やガス田を形成することになります。

原油・天然ガスは採掘される場所によって色(無色透明から褐色、黒色まで)、比重、粘度、含まれる不純物などの点でさまざまです。



原油・コンデンサートサンプル

## 鉱区の取得

原油・天然ガスの存在が見込まれる地域に関する法制、カントリーリスクなどの各種情報収集を行い、鉱業権または探鉱開発権の申請・入札や、探鉱開発のための契約を締結します。

### 産油国政府との契約

主にコンセッション契約と生産分与契約に分けられますが、いずれの契約でも、通常、原油・天然ガスを探すための探鉱義務作業が規定されています。



## 探鉱

地表地質調査に加え、航空写真や衛星画像、地震波による物理探査などを活用し、原油・天然ガス鉱床の存在可能性を調査します。さらに、その存在を確認するための井戸「試掘井」を掘削します。

### 物理探査

物理探査地層を構成する岩石の硬さや密度など、地下の地質構造を調べます。



## 評価

探鉱活動を通じて原油・天然ガスの存在が確認された場合、油・ガス田の広がりや調査するための「評価井」を掘削し、生産性テストを行い、埋蔵量を評価します。さらに、採算性の検討、開発計画の策定など、商業生産の可否を総合的に判断します。

### 生産性テスト

商業化に見合う量が確認するため、試験的に石油や天然ガスを産出します。



## 開発

原油・天然ガスを生産するための「生産井」を掘削するとともに、気体と液体を分離し不純物を除去するための処理施設、石油・天然ガスを輸送するためのパイプラインなど、生産・出荷に必要な設備を建設します。

### 生産井の掘削

1本約10mのパイプを継ぎ足しながら、地中深く井戸を掘ります。パイプの先には「ビット」と呼ばれる特殊なドリルが取り付けられ、硬い岩石を削り、地中を掘り進んでいきます。

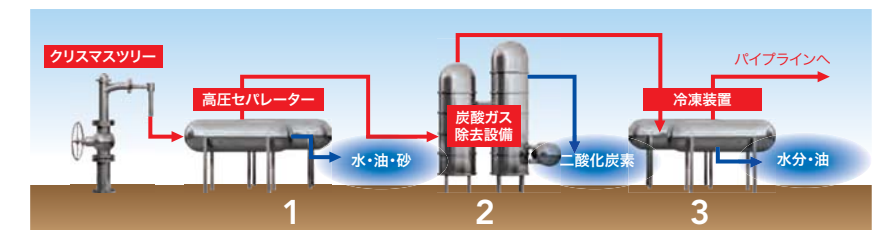


## 生産・販売

生産井から掘削した石油・天然ガスを製品にするための精製・処理などを行います。また、生産される原油、コンデンサート、LPG、天然ガス、LNGなどのマーケティングを行います。

### 天然ガスの精製・処理

油分や不純物(炭酸ガス・水分など)を分離・除去し、製品として利用できる天然ガスとして送り出します。





# マーケット環境と今後の見通し

世界のエネルギー需要は、新興国の経済成長などを背景に今後も増加する見込みです。特に天然ガスは、化石燃料の中で環境負荷がより少ないエネルギーとして重要性が高まり、石油、石炭など他のエネルギーに比べ高い需要の伸びが見込まれます。原油価格は高水準にあり、為替は円高傾向が続いています。

## 世界のエネルギー需要の見通しについて

### 新興国を中心にさらに増加する見通し

世界のエネルギー需要は、中国やインドといった新興国を中心に今後、さらに拡大する見通しです。国際エネルギー機関(IEA)が今年6月に発表した世界のエネルギー需要の見通しによると、2035年の世界のエネルギー需要は、2008年に比べ約1.4倍に増加する見通しです。なお、その際、石油と天然ガスが全エネルギー源の半分以上を占めると見込まれています。

### 天然ガスシフトへ

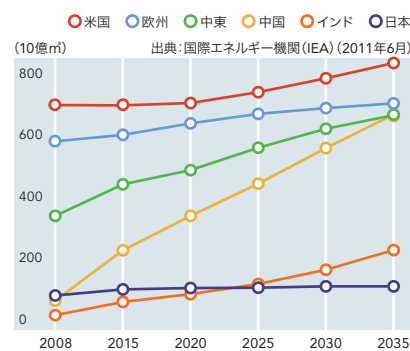
天然ガスは、中国などの新興国を中心に高い需要の伸びが見込まれています。エネルギー全体の需要が2035年までに年率1.2%で増加するなか、天然ガスは年

率2%で伸びる見通しで、天然ガスがエネルギー需要全体に占める割合は、2030年までに石炭を抜き、2035年までには25%を超える見込み(IEA見通し)です。

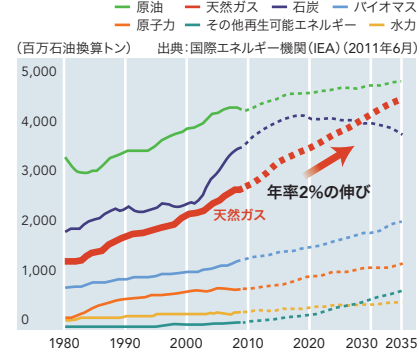
原子力などほかのエネルギーからの代替需要や、二酸化炭素の排出抑制など気

候変動を取り巻く政策の変化、また原油価格が上昇傾向にある中で割安な天然ガスの使用が選択されていること(天然ガスシフト)も天然ガスの需要増大に大きく寄与していくと考えられます。

世界の主な地域別天然ガス需要



世界の燃料源別一次エネルギー需要

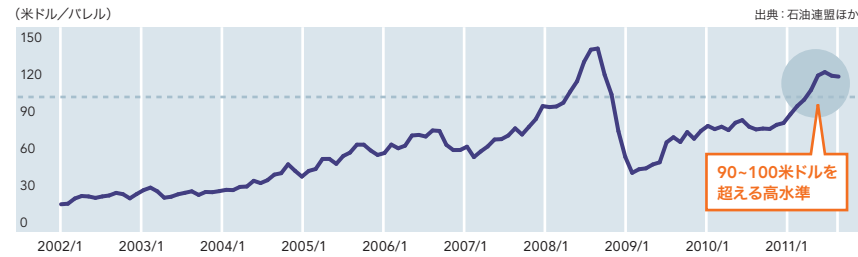


## 原油価格・為替動向について

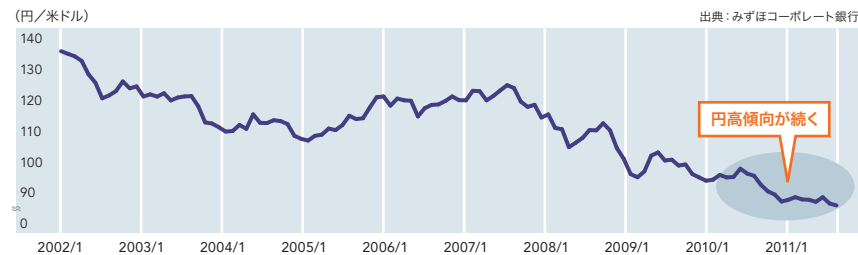
### 原油価格は高水準 為替は円高傾向が継続

石油・天然ガス事業は、原油価格と為替相場の変動に大きく影響を受けます。原油価格は、金融市場からの資金流入が進むなどした結果、需給要因(ファンダメンタルズ)を超えて大きく変動しやすくなっています。景気低迷により、需要の回復見込みが不透明な現在も、ブレント原油は1バレル90~100米ドルを超える高水準にあり、今後、再び高騰する可能性があります。為替は、2011年3月期の期中平均は1米ドル85円台で、2011年4~6月の平均も81円台と円高傾向が続いています。

原油価格の推移



円の対米ドル為替レートの推移



## 当社業績への影響について

原油価格・為替レートが変動した場合の2012年3月期の連結通期純利益予想に対する感応度は、原油価格1米ドル/バレルの変動で年間約20億円、為替1円/米ドルの変動で年間約24億円と試算しています。

原油価格・為替が変動した場合の2012年3月期純利益予想に与える影響額(試算)	
原油価格が1米ドル上昇(下落)した場合	+20億円 (△20億円)
為替(円/米ドル)が1円円安(円高)になった場合	+24億円 (△24億円)

(注) 原油価格(ブレント)を1米ドル変動させた場合、為替を1円変動させた場合の2012年3月期の当期純利益に対する影響額をそれぞれ試算したもの。影響額は、生産量、投資額、コスト回収額などの変動により変わる可能性があり、また、油価及び為替の水準により、常に同じ影響額になるとは限らない。

## 当社と主な上流専門企業との比較

現在は石油メジャーに次ぐ上流専門企業の中堅、将来的にはトップグループへ

上流事業を行う石油会社は、石油・天然ガス資産を保有する産油国政府の国営石油会社、石油メジャーと呼ばれる大手国際石油会社、また規模で石油メジャーに次ぐ上流専門企業の3つに分類されます。現在の当社はネット生産量日量42.3万原油換算バレル(2011年3月期平

均)、確認埋蔵量13.1億原油換算バレル(2011年3月末)で上流専門企業の中位に位置しています。

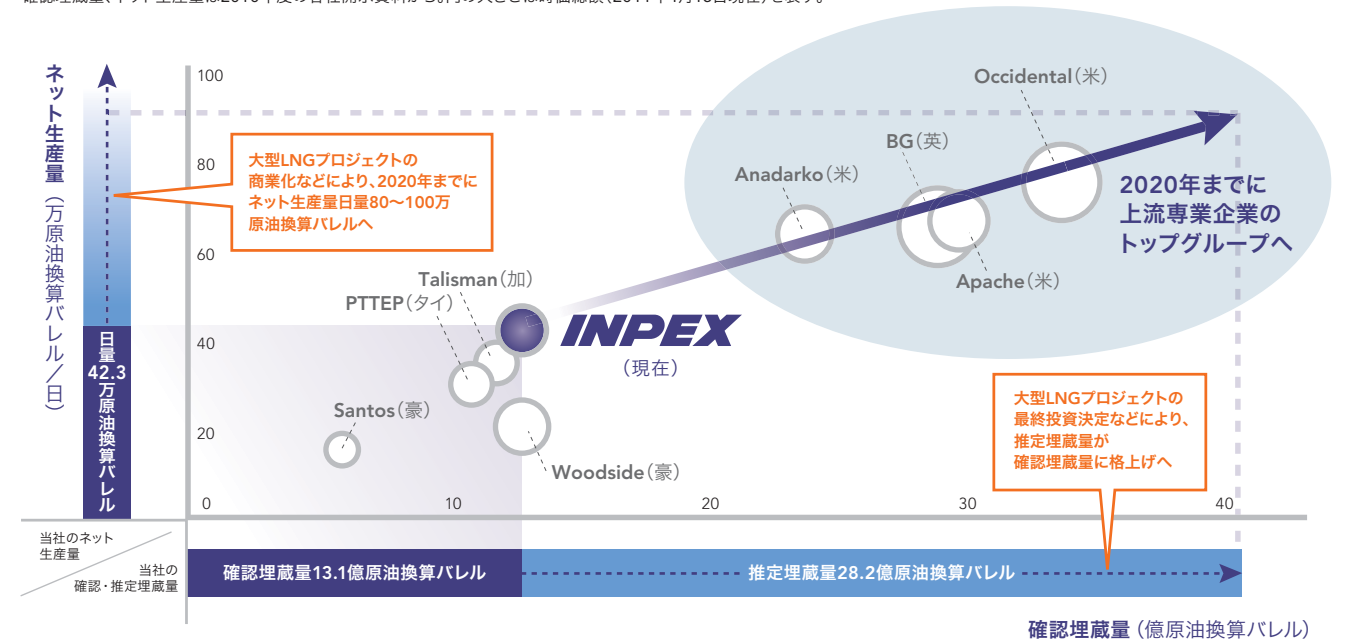
当社は、保有する大型LNGプロジェクトの最終投資決定や商業化などを通じて、確認埋蔵量とネット生産量を大幅に増加させ、2020年までに上流専門企業のトップグループにおける確固たる地位を目指しています。

### 世界の石油会社

国営石油会社	Saudi Aramco, CNPC, Petrobras, 等
石油メジャー	ExxonMobil, BP, Shell, TOTAL, 等
上流専門企業	当社, Apache, BG, 等

## 主な上流専門企業との確認埋蔵量、ネット生産量、および時価総額の比較

確認埋蔵量、ネット生産量は2010年度の各社開示資料から。円の大きさは時価総額(2011年4月15日現在)を表す。





# 成長を支える4つの強みと3つの中長期戦略

当社は、エネルギーの安定的かつ効率的な供給という社会的使命を果たしつつ、持続的な企業価値の向上を目指しています。当社の持つ4つの強みをさらに強化しつつ、中長期的な3つの基本戦略に基づいて事業を推進し、ネット生産量を2020年までに日量80~100万原油換算バレルに高め、石油メジャーに次ぐ上流専門企業のトップグループにおける確固たる地位を目指します。また、上流事業をコアとしつつ、ガスサプライチェーンの確立を図るとともに、中長期的な視点に立って、多様なエネルギーを供給する企業への成長を追求します。

## 当社の4つの強み

### 1. 豊富な埋蔵量・資源量

石油・天然ガスの上流事業を展開する上で、企業価値の源泉となる埋蔵量と資源量は極めて重要な要素です。当社は、日本企業で最大の確認埋蔵量を保有し、推定埋蔵量を加えた「確認+推定埋蔵量」は約41.3億原油換算バレルに達しています。また、可採年数は、確認埋蔵量で8.5年、推定埋蔵量を加えると26.7年となります。さらに、当社は推定埋蔵量に含まれない豊富な予想埋蔵量および条件付資源量も保有しており、中長期的な確認・推定埋蔵量の拡大を見込んでいます。

詳しくは p.36

### 2. 大型LNGプロジェクトのオペレーター

当社は、世界でも有数の規模となる2つの大型LNGプロジェクト「イクシス」(オース

トラリア)「アバディ」(インドネシア)を日本企業としては初めてオペレーター(操業主体)として開発に取り組んでいます。両プロジェクトから生産されるLNGは、合計で日本の年間LNG輸入量の15%強に相当する大規模なもので、当社の企業価値向上に貢献する最重要プロジェクトとして注力しています。

詳しくは p.40-45

### 3. ガスサプライチェーン

当社は、国内および海外の天然ガス資産と国内のマーケットを結び付けることのできる、約1,400キロメートルにおよぶ国内天然ガスパイプラインネットワークを保有しています。今後は大型LNGプロジェクトとの結合によりガスサプライチェーンを構築し、付加価値の向上を図っていきます。具体的な取り組みとし

て、2009年7月に直江津LNG受入基地の建設に着工しており、2014年の稼働を目指して建設工事を順調に進めています。

詳しくは p.62

### 4. 強固な財務基盤

石油・天然ガス開発事業はリスクが高く、また、多額の資金を要する投資機会に迅速に対応することが求められるため、健全な財務体質と手元資金の確保は必要不可欠です。当社は、2010年8月に実施した公募増資などにより、優れた財務健全性を確保しており、2011年3月末の自己資本比率は74.5%、純有利子負債/純使用総資本はマイナス48.9%(有利子負債を上回る現預金・国債等を保有)と、石油メジャーを含む海外同業他社と比較しても、健全な比率を示しています。

詳しくは p.34

## 中長期的な3つの基本戦略

当社は、4つの強みを活かしつつ、中長期的な3つの基本戦略を推進することでネット生産量を日量80~100万原油換算バレルに高め、上流専門企業のトップグループにおける確固たる地位を目指しています。また、上流事業をコアとしつつ、ガスサプライチェーンの確立を図るとともに、中長期的な視点に立って、多様なエネルギーを供給する企業への成長を追求します。

### [基本戦略1] 上流事業の持続的拡大

イクシス、アバディ両LNGプロジェクトなどの既存大型プロジェクトに最優先で取り組みます。新規案件は、大規模埋蔵量が見込まれる探鉱重点地域を中心に進めるほか、直接またはM&Aを通じた間接権益の取得を進めます。さらにオイルサンドなどの非在来型炭化水素資源の開発や、増進回収技術などの重質油開発技術等を強化し、有望権益の獲得に努めます。生産後期に入り収益力の低下が見込まれる既存権益は、売却等によるアセットの組み換えを検討し、バランスのとれたポートフォリオの拡充を目指します。

### [基本戦略2]

#### ガスサプライチェーンの構築とガスビジネスの積極的展開

国内の天然ガス需要に対応するため、国内・海外の天然ガス資産と国内マーケットを有機的に結び付けるLNG受入基地の建設やパイプラインネットワークの拡充に取り組みます。

さらに国内におけるガスビジネスの拡大に向け、ガス需要の新規開拓、国内ガスエネルギー企業との協力体制の模索、さらには国内外のガストレーディングビジネスに必要な輸送事業や海外LNG受入基地への参加なども進めていきます。

### [基本戦略3]

#### 多様なエネルギーを供給する企業への成長

環境負荷の軽減や再生可能なエネルギーの事業化など、多様なエネルギーの開発・供給を通じて新たな付加価値の創造を目指します。

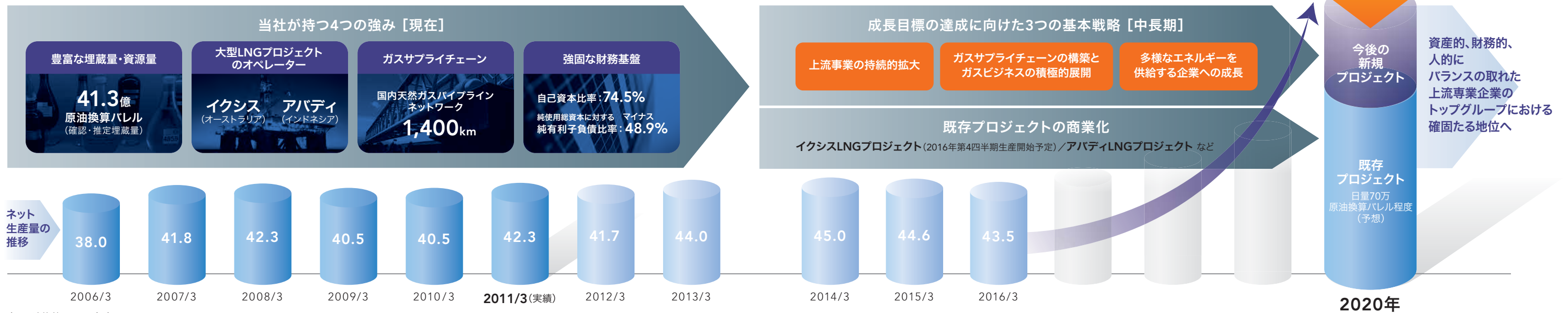
環境面ではエネルギー効率の向上や、二酸化炭素の放出を抑えるCO<sub>2</sub>地中貯留などによる二酸化炭素排出量の削減に

取り組みます。

再生可能エネルギーは、国内外のエネルギー関連企業との連携を通じて、天然ガスの液化燃料技術(GTL)などの新エネルギー開発に取り組みます。さらに中長期的には、太陽熱発電、地熱発電、蓄電池などの再生可能エネルギーシステムの事業化への参入機会を追求していきます。

4つの強みと3つの基本戦略により  
2020年までにネット生産量  
日量80~100万原油換算  
バレルの達成を目指します。

## 当社の強みとネット生産量拡大に向けた中長期的な3つの基本戦略





## 投資計画、およびその資金調達手段

成長目標の達成に向けて、2011年3月期から2017年3月期までの7年間に約4兆円の投資を計画しています。財務健全性を確保しつつ、最適な資金調達方法により必要な投資を確実に実施する予定です。

当社の成長目標である「2020年までにネット生産量日量80～100万原油換算バレルの達成」には、イクシス、アバディ両LNGプロジェクトなどの既存プロジェクトに加え、今後の埋蔵量・生産量の拡大をもたらす新規探鉱プロジェクトなどへの投資が必要になります。

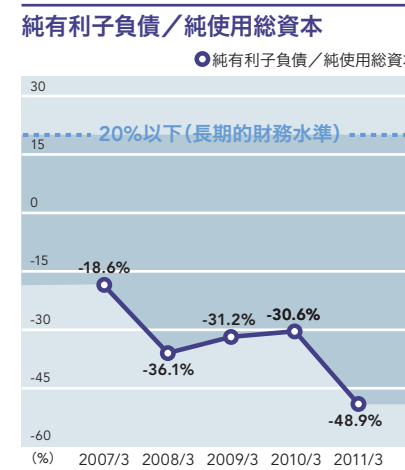
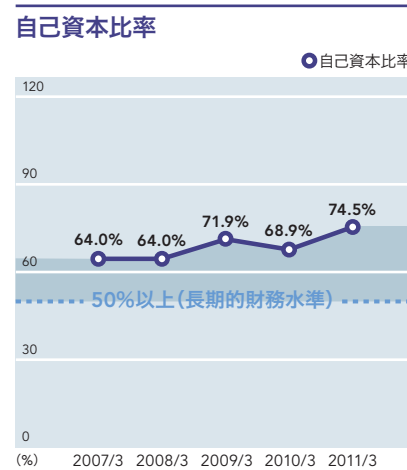
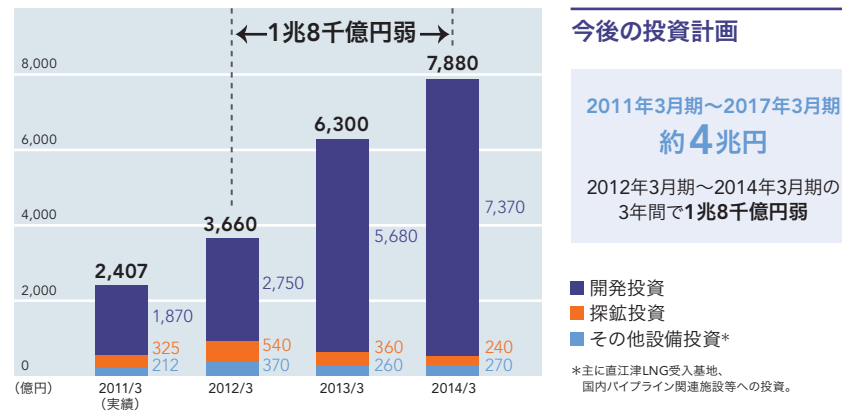
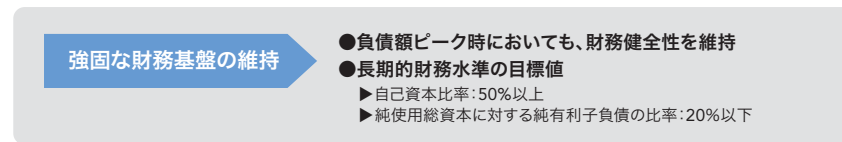
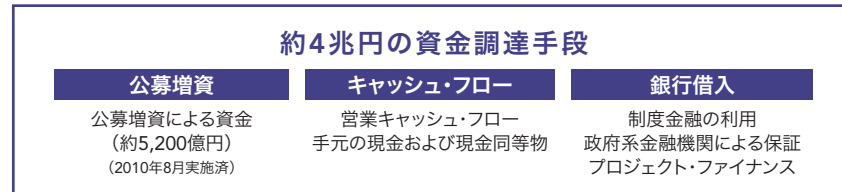
当社の想定では、2011年3月期から2017年3月期までの7年間にイクシスプロジェクトをはじめとした開発探鉱投資に対し総額約4兆円の投資資金が必要になります。

なお、大型LNGプロジェクトに必要な投資資金を確実にするための資金調達力を維持しつつ、将来の新規探鉱プロジェクトなどに対する投資を実現するためには、バランスシートの強化や財務健全性の維持が重要です。当社は、財務健全性の維持にあたり、「自己資本比率50%以上」、および「純使用総資本に対する純有利子負債の比率20%以下」を長期的な財務水準の目標値に設定しています。

約4兆円の投資資金を確保するにあたり、この目標値を踏まえ、以下3つの資金調達手段を想定しています。

- ① 公募増資
- ② 手元資金、および将来の営業キャッシュ・フロー
- ③ プロジェクト・ファイナンスを含む銀行借入

このうち①の公募増資については、2010年8月に実施済で約5,200億円の資金を調達しました。今後は、公募増資により一層強化された財務基盤をベースに、引き続き財務健全性に留意しつつ、プロジェクト・ファイナンスを含む銀行借入を行う予定です。



### 格付情報 (2011年6月末現在)

長期格付け	スタンダード&プアーズ	A(ネガティブ)
	格付投資情報センター(R&I)	AA-(安定的)
短期格付け	スタンダード&プアーズ	A-1



UAE ADMA 鉱区の現場クルー

## プロジェクトの概況

3.1	埋蔵量、生産量および投資計画	036
3.2	プロジェクト一覧	038
3.3	特集1:イクシスLNGプロジェクト	040
3.4	特集2:アバディLNGプロジェクト	044
3.5	地域別プロジェクトの状況 アジア・オセアニア/ユーラシア/中東・アフリカ/米州/日本	046



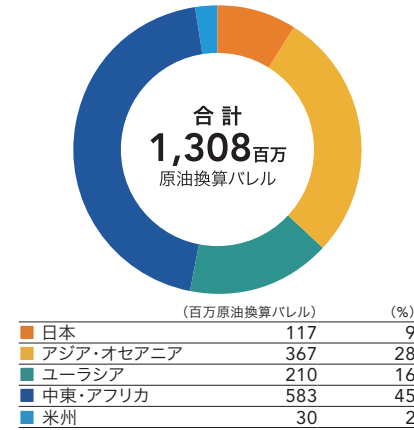
# 埋蔵量、生産量および投資計画

## 埋蔵量・資源量について

当社の2011年3月末における埋蔵量は、確認埋蔵量約13億原油換算バレル、推定埋蔵量約28億原油換算バレル、予想埋蔵量約6億原油換算バレルに達します。埋蔵量が現在の生産量の何年分に当たるかを示す可採年数は、確認埋蔵量で8.5年、推定埋蔵量を合わせれば26.7年になります。

さらに当社は豊富な条件付資源量を保有しており、加えて新規プロジェクトの立ち上げや既存油・ガス田からの回収率の向上などで、中長期的な確認/推定埋蔵量の拡大を見込んでいます。

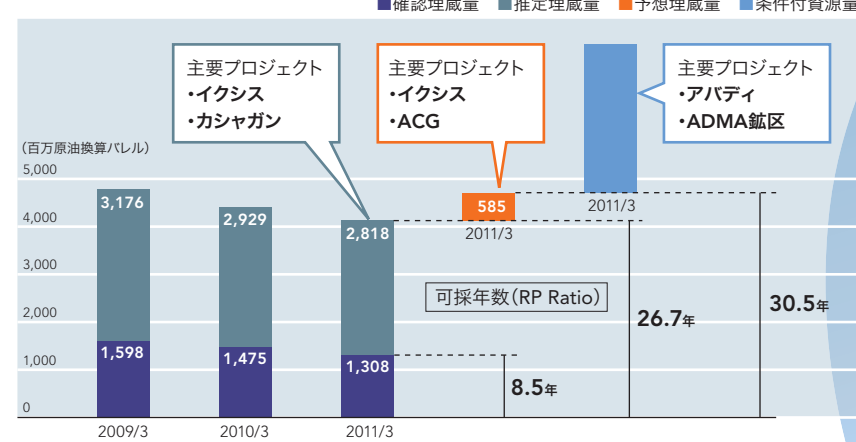
地域別確認埋蔵量



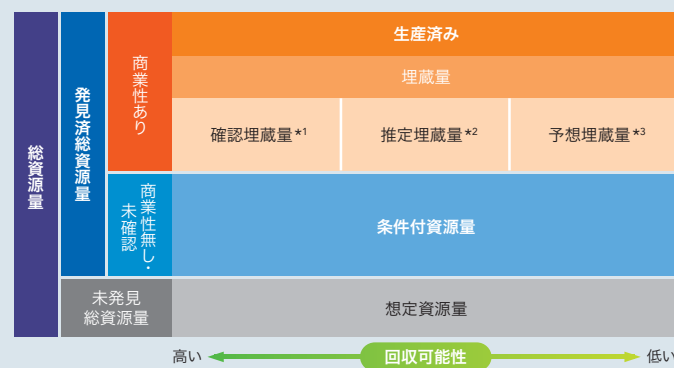
### 埋蔵量の拡大

埋蔵量は企業価値の源泉です。推定・予想埋蔵量や条件付資源量は、開発を通じて確認埋蔵量へ格上げされ、確認埋蔵量は生産活動を通じて当社の収益源になります。

当社の埋蔵量



埋蔵量の区分イメージ



\*1 確認埋蔵量: ある特定の日時から、既発見の貯留層より合理的確かさをもって商業的に回収可能と評価される石油量。確率論的手法によれば実際の回収量がその評価値以上になる確率は少なくとも90%。  
 \*2 推定埋蔵量: 回収可能性が確認埋蔵量より低く、予想埋蔵量より高いと示される追加埋蔵量。確率論的手法によれば、実際の回収量が確認埋蔵量+推定埋蔵量評価値以上になる確率は少なくとも50%。  
 \*3 予想埋蔵量: 回収可能性が推定埋蔵量より低いと示唆される追加埋蔵量。確率論的手法によれば、実際の回収量が確認埋蔵量+推定埋蔵量+予想埋蔵量評価値以上になる確率は少なくとも10%。  
 注) 独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構の資料より当社作成

### 探鉱開発投資の拡大

探鉱投資、開発投資を通じて、埋蔵量を維持・拡大していきます。

### 生産量の拡大

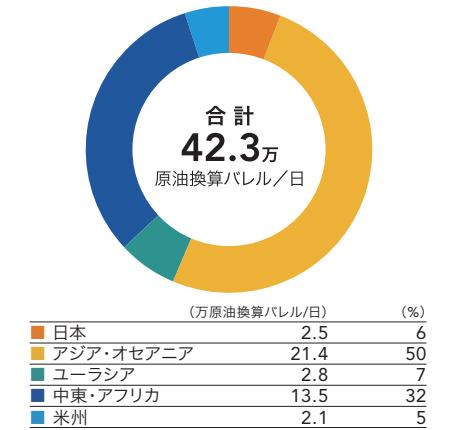
生産量は売上となって当社の収益として実現されます。その収益が次の資源開発の投資原資になります。

## 生産量について

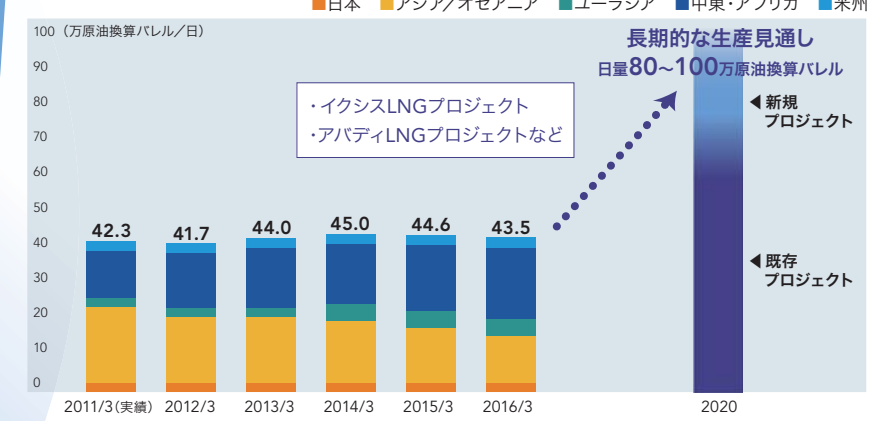
当社の2011年3月期におけるネット生産量は、原油日量23.9万バレル、天然ガス日量1,102百万cf、原油と天然ガスを合わせて日量42.3万原油換算バレルです。

ネット生産量の中長期見通しについては、今後二つの大型LNGプロジェクトの立ち上げなどにより、日量70万原油換算バレル程度に増加する見込みです。今後も積極的な探鉱活動や油・ガス田の買収などを進め、2020年までに日量80~100万原油換算バレルの達成を目指しています。

地域別ネット生産量



ネット生産量長期予測

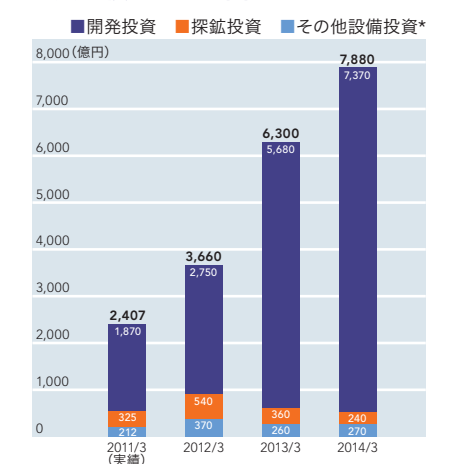


注) 2012年3月期以降16年3月期までのネット生産量予測は、2012年3月期の業績予想と同じ油価前提(ブレント原油1バレル95米ドル)を使用。当社が締結している生産分与契約にかかる当社の原油および天然ガスの生産量は、正味経済的取分に相当する数値を示す。

## 投資計画について

当社は、埋蔵量の維持・拡大に向けた探鉱投資、保有する埋蔵量から原油・天然ガスを生産するための開発投資を積極的に進めています。過去3年間(2009年3月期~2011年3月期)の間に、8千億円以上投資しました。今後は、約4兆円の投資計画(2011年3月期から2017年3月期までの7年間)を基本として、引き続き積極的な探鉱・開発投資を行います。向こう3年間(2012年3月期~14年3月期)の投資額は、1兆8千億円弱を予定しており、特に当社の飛躍的な成長に貢献するイクシスプロジェクトなどに対する開発投資が増加する見込みです。

投資実績および計画



\*主に直江津LNG受入基地、国内パイプライン関連施設等への投資。



# プロジェクト一覧

石油・天然ガスの比率、探鉱・開発・生産などの各事業ステージ、石油契約の形態など、異なるプロジェクトを組み合わせることでリスク分散を図り、バランスのとれたポートフォリオの形成に取り組んでいます。

世界 **26** カ国  
**71** プロジェクト  
(2011年6月末現在)

米州	
展開国数	7
プロジェクト数	18
生産中	11
開発準備作業中	1
探鉱中	6
P. 57	

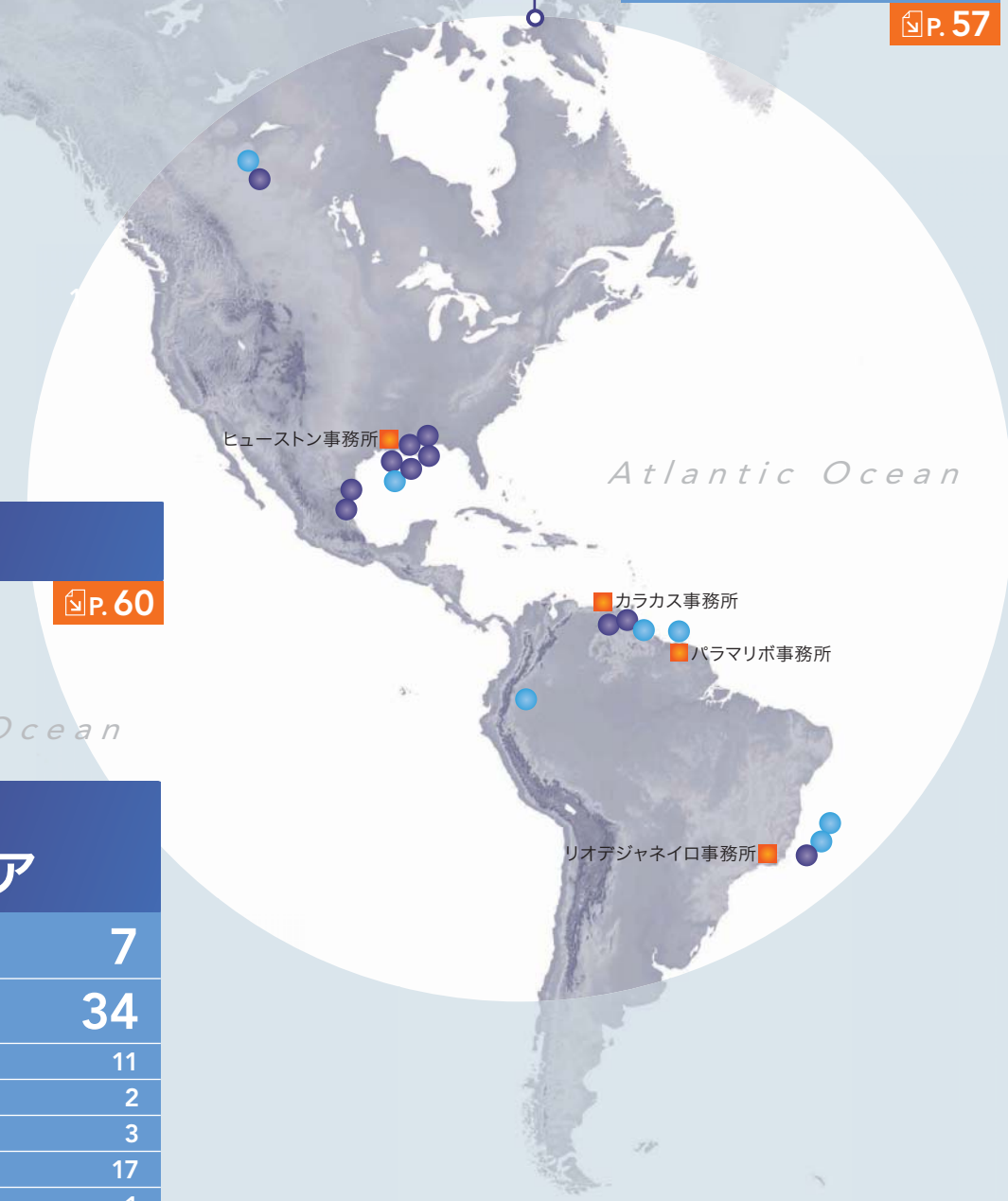
ユーラシア	
展開国数	4
プロジェクト数	5
生産中	2
開発中	1
探鉱中	1
その他	1
P. 51	

日本	
P. 60	

アジア・オセアニア	
展開国数	7
プロジェクト数	34
生産中	11
開発中	2
開発準備作業中	3
探鉱中	17
その他	1
P. 46	

中東・アフリカ	
展開国数	7
プロジェクト数	13
生産中	8
開発検討中	1
探鉱中	4
P. 54	

インド洋	
展開国数	7
プロジェクト数	13
生産中	8
開発検討中	1
探鉱中	4
P. 54	



● 生産中 ● 探鉱中、開発準備作業中、開発中、ほか

プロジェクトの概況



特集1:イクシスLNGプロジェクト

# Ichthys LNG Project

日本企業初の巨大LNGプロジェクトの  
操業主体(オペレーター)として、  
2011年第4四半期に最終投資決定、  
2016年第4四半期に生産開始へ。

当社が手がける2つの大型LNGプロジェクトのひとつ「イクシス」—2000年に西オーストラリアの沖合約200kmの海域で、当社が発見した大規模なガス・コンデンセート田です。今後、海上生産施設、約889kmのガスパイプライン、陸上天然ガス液化プラントを建設し、2016年第4四半期に生産を開始する予定です。

生産量(予定)	LNG 年間840万トン LPG 年間160万トン コンデンセート 日量約10万バレル(ピーク時)
最終投資決定(FID)予定	2011年第4四半期
生産開始予定	2016年第4四半期
権益比率	当社 76%、TOTAL 24%
作業状況	開発準備作業中



海上リグにて

## イクシスLNGプロジェクトの経緯

当社は、オーストラリア連邦政府の公開入札において、WA-285-P 鉱区(西オーストラリア州キンバリー地区の沖合約200km)の入札に参加し、1998年8月に同鉱区の探鉱権を取得しました。2000年3月から第一次掘削キャンペーンとして試掘井3坑を掘削し、ガス・コンデンセートを発見しました。その後の三次元地震探鉱作業や、2003年から実施した3坑の第二次掘削キャンペーンにてガス・コンデンセートの広がりを確認し、さらに2007年から2坑井を掘削しています。これらの作業によって商業開発に十分なガス・コンデンセートの可採埋蔵量を確認しています。

## 環境影響調査と地域貢献

当社は、連邦政府、西オーストラリア政府および北部準州政府をはじめとするオーストラリアの関係者やプロジェクト関係者の方々の理解と協力を得ながら、イクシスプロジェクトを予定通り立ち上げるために努力をしています。

### 環境影響調査について

当社はイクシスプロジェクトの環境への影響に関して、同プロジェクトの海上生産施設、海底パイプライン、および天然ガス液化プラント建設予定地(北部準州のダーウィン近郊)のそれぞれについて、オーストラリア連邦政府および北部準州政府が策定したガイドラインに沿って環境への影響を数年にわたり調査しています。この調査結果等を取りまとめた報告書を2010年4月に両政府に対して提出済みで、同年7月から9月に一般公開(パブリックレビュー)され、天然ガス液化プラントの建設予定地であるダーウィン地域を中心とした様々なステークホルダーから意見が寄せられました。その後2011年6月までに、連邦政府および北部準州

現在は2011年第4四半期の最終投資決定に向けて、基本設計作業、政府許認可の取得、LNGのマーケティング活動、ファイナンスなどを進めています。最終投資決定後、陸上と海上生産施設の詳細設計、機器調達、プラント等の建設を行い、2016年第4四半期に生産開始を予定しています。

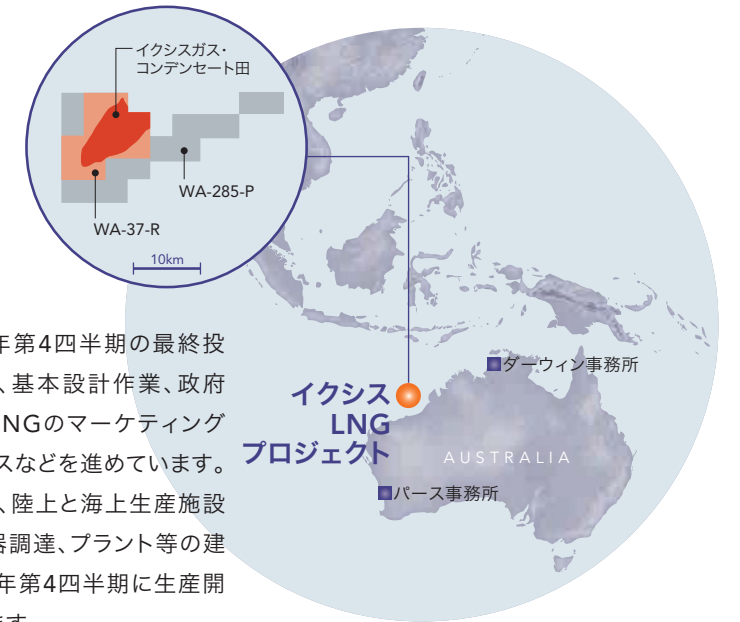
なお、イクシスプロジェクトは、長期的にわたりオーストラリア経済の発展に貢献するプロジェクトであるとして2006年8月にオーストラリア連邦産業観光資源大臣により主要促進プロジェクトとして認定されています。

政府のそれぞれの環境担当大臣から環境影響評価報告書に基づきイクシスプロジェクトの実施に対する承認(環境許認可)を得ています。

### 開発地区への支援活動

イクシスプロジェクトの推進にあたって、地域とのコミュニケーションや先住民の方々との相互理解の構築は大変重要です。当社を信頼される企業市民として認めていただくために、できる限り関係地域の方々とコミュニケーションを深める努力を重ねています。

具体的には、北部準州のダーウィンにおいて、先住民などの青年層に対し職業訓練の場を提供し、就業機会を高めることを目的としたララキア職業訓練校の建設費用として、約200万豪ドルの資金援助を行っています。同校は2011年4月に開校し、現在約300名の生徒が職業訓練を受けています。そのほか、クイーンズランド州の洪水への義援金の提供などを行っています。



「イクシス」という名称は、古代ギリシャ語で「魚」という意味で、鉱区の近隣で古代魚の化石が多く発見されていることに由来します。



環境影響評価報告書(英文)  
<http://www.inpex.com.au/>  
にてご覧いただけます。



ララキア職業訓練校



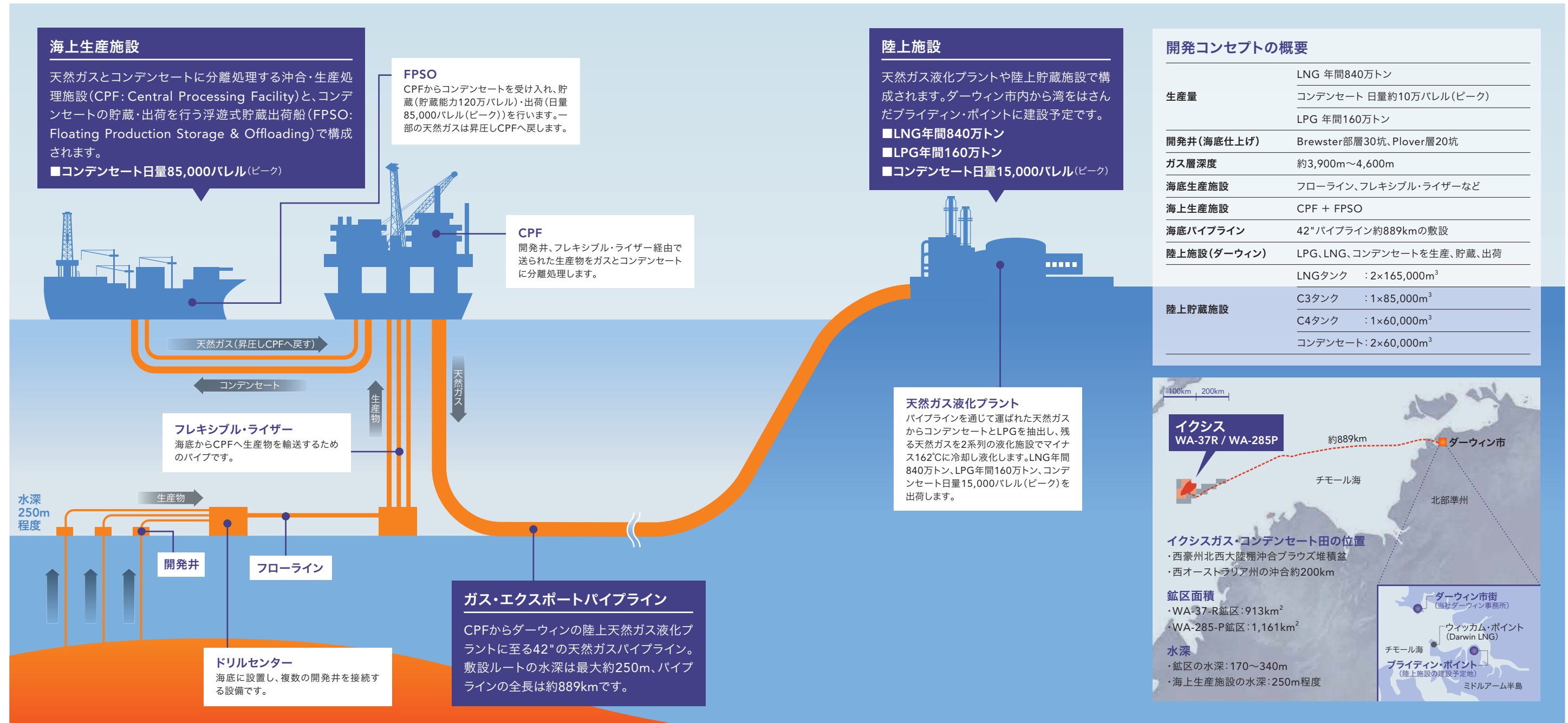
ララキア職業訓練校の生徒と当社黒田会長



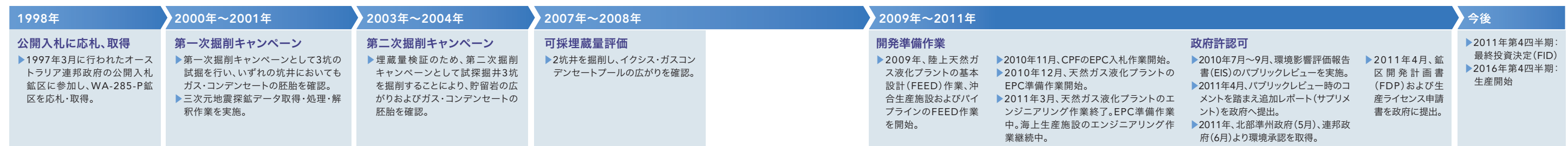
# 特集1:イクシスLNGプロジェクト



## 開発コンセプトの全体像



## プロジェクト経緯





# Abadi LNG Project

世界初の技術を導入する  
LNGプロジェクト。  
戦略的パートナーシップを結び、本格推進へ。

アバディは、インドネシア領アラフラ海の海上、首都ジャカルタから東へ約2,600kmに位置し、ガス層の分布面積が1,000km<sup>2</sup>を超える非常に大きなガス田です。フローティングLNGによる開発を検討しており、現在、基本設計作業に移行するための準備を進めています。

生産量(予定)	LNG 年間250万トン(第一次開発) コンデンセート 日量約8,400バレル
権益比率*	当社 60%, Shell 30%, PT Energi Mega Persada 10%
作業状況	開発準備作業中

\*2011年7月にShell社と30%の権益譲渡契約を締結。インドネシア政府の承認等の権益譲渡契約上の先行条件の充足により譲渡発効予定。



アバディガス生産テスト

## アバディLNGプロジェクトの経緯

当社は、インドネシア政府の公開入札により1998年11月にマセラ鉱区の100%権益を取得しました。当社はオペレーターとして探鉱作業を推進し、2000年に掘削した試掘第1号井によりアバディガス田を発見しました。これは、インドネシア領アラフラ海域における初の石油・天然ガスの発見となりました。その後、同ガス田の埋蔵量評価の精度向上のため、2002年に2坑、さらに2007年から2008年にかけて4坑、計6坑の評価井を掘削し、いずれにおいてもガス・コンデンセート層の広がりを確認しました。

これと平行して、開発方式の選定のための各種技術スタディなどを実施し、これらの結果に基づき2008年9月にイン

ドネシア政府へ開発計画を提出し、基本承認を得ました。その後、同政府が実施した開発計画に対する第三者評価などを踏まえ、アバディガス田の段階開発、その第一次開発としてLNG年産250万トンサイズのフローティングLNG方式(右ページ参照)による開発が妥当との結論に至り、2010年12月にインドネシア政府から開発計画(POD-1)の承認を得ました。現在は開発に向けた基本設計(FEED)作業に移行するための準備や環境社会影響評価(AMDAL)の手続きを行っており、今後も各種開発準備作業を継続していきます。

また、開発作業を本格的に進めるにあたり、LNGビジネスや大規模洋上開発

等実績・経験があり、本プロジェクトへの貢献が期待できる企業との提携を検討していましたが、2011年7月に石油メジャーのShell社を戦略的パートナーとして迎え入れ、同社子会社へ当社保有参加権益の一部(30%)を譲渡することに決定しました。

## プロジェクト経緯

1997年～2000年

### 公開入札に応札、取得

- ▶インドネシアの公開入札においてマセラ鉱区に応札。本鉱区に関する生産分与契約を締結。
- ▶地震探鉱データ収録作業実施。試掘井アバディ1号井を掘削し、ガス・コンデンセートの産出を確認。

2001年～2002年

### 評価井掘削

- ▶2002年3月から約7カ月、構造の広がり調査のために評価井アバディ2号井および3号井を掘削。

2003年～2007年

### 埋蔵量確認

- ▶埋蔵量評価作業および開発方式の選定作業を実施。
- ▶2007年5月から4坑の追加評価井を掘削。ガス・コンデンセート層の広がりを確認。

2007年～2008年

### フローティングLNGの検討

- ▶フローティングLNGについての概念設計(Pre-FEED)作業を実施。
- ▶2008年9月にインドネシア政府に開発計画を提出。

2010年

### 開発計画の政府承認

- ▶PT Energi Mega Persada社へ参加権益10%を譲渡
- ▶開発計画(POD-1)についてインドネシア政府の承認を取得。

今後

- ▶基本設計(FEED)作業
- ▶環境社会影響評価(AMDAL)
- ▶最終投資決定(FID)
- ▶生産開始

## アバディガス田の開発

### アバディプロジェクトの生産量

アバディプロジェクトの生産量は、LNG年間250万トン、コンデンセート日量約8,400バレルを予定しています。

この生産規模は第一次開発として2010年12月にインドネシア政府から承認を受けており、まず埋蔵量の多い北部を中心に開発を進める予定です。さらに、アバディガス田の埋蔵量に応じた追加開発のための検討作業も継続的に実施しています。

### フローティングLNG

アバディプロジェクトでは、フローティン

グLNG(洋上の浮体上で天然ガスを精製・液化・貯蔵・出荷する設備)方式を採用して開発する計画です。フローティングLNGは、LNGプラントを搭載した大型の船体で天然ガスを液化し、LNGとしてLNG船に直接出荷する新しい開発方式で、現在は石油メジャーを始め、複数の石油会社が商業化に向けて検討作業や建設準備を行っています。

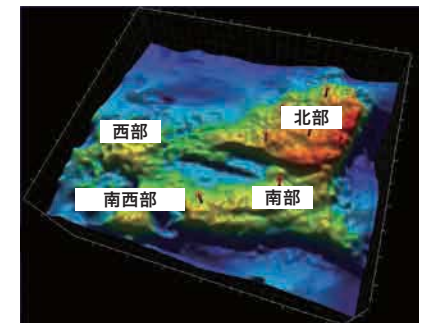
フローティングLNGでは、従来必要であったパイプラインなどの設備が不要になり、初期投資が少なく済むほか、環境負荷を最小限に抑えられるなどのメリットがあります。



「アバディ」という名称は、インドネシア語で「永遠」という意味で、「永遠に燃え続ける」という期待を込めて名付けられました。



フローティングLNGのイメージ図



アバディガス田の構造図

## 地域貢献

アバディプロジェクトの推進に際しては、地元貢献の一環として、市民の要望に応えるために、2010年にアバディプロジェクトの資材基地建設候補地であるインドネシアのマルク州サムラク市の図書館に対し書籍2,000冊などを寄付しています。また、2011年4月からは、セラル島にあるパッティムラ大学と協力し、海藻養

殖家の活動を支援しています。そのほか、西スマトラ州地震への義援金の提供や、インベックス教育交流財団を通じた留学生支援なども行っています。また、インドネシアで行われるカンファレンスや展示会への出展を通じて、アバディプロジェクトのインドネシアへの貢献を広く理解していただけるよう取り組んでいます。

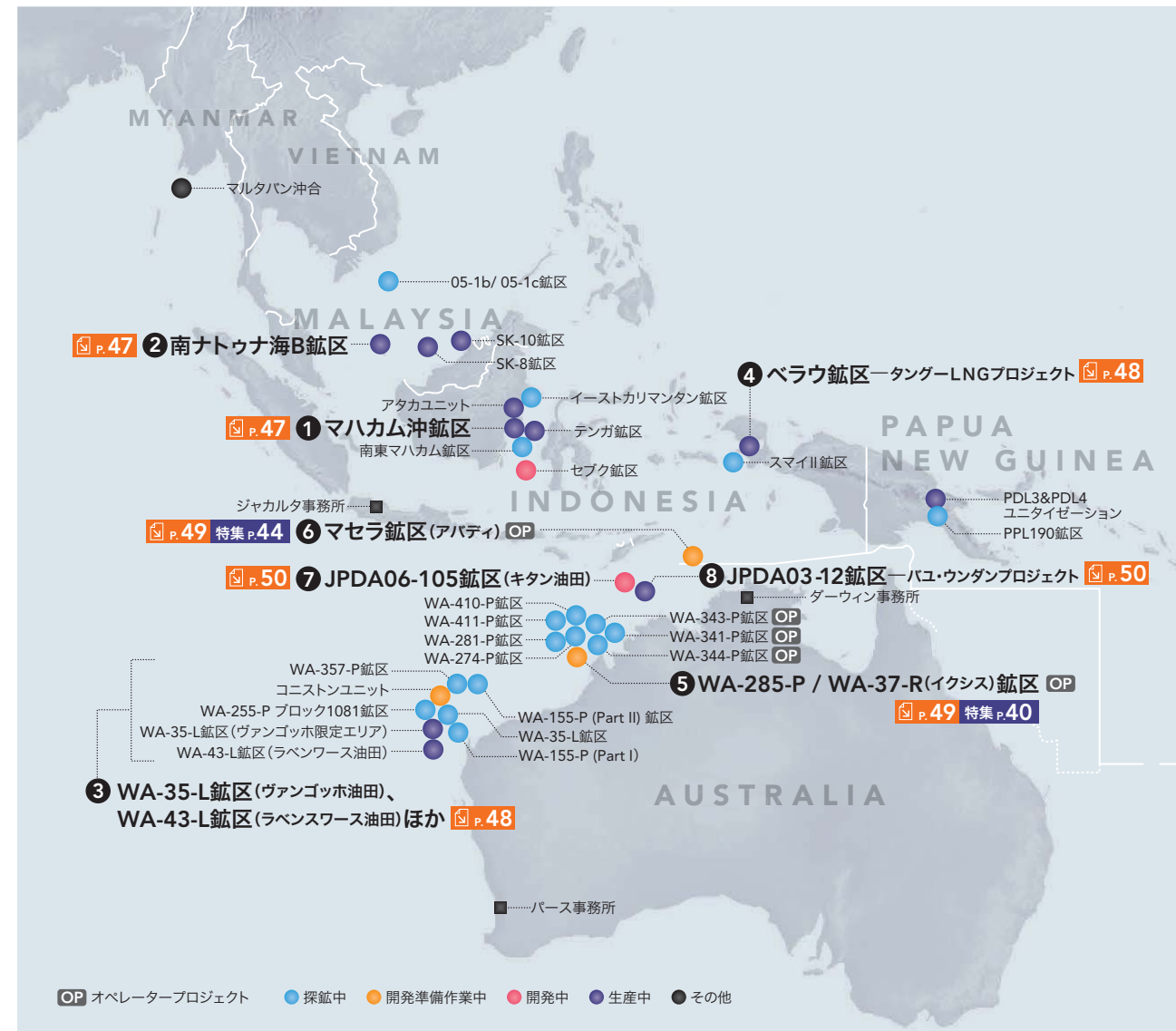
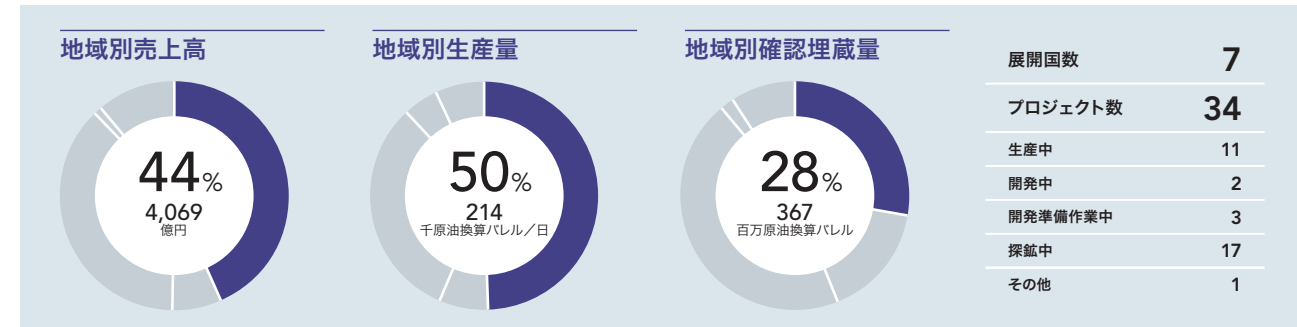


サムラク市図書館への寄付



# アジア・オセアニア

アジア・オセアニア地域における当社の2011年3月期の業績は、為替が円高に推移した影響はあったものの、油価・ガス価の上昇や原油販売量の増加により、売上高は4,069億円(前期比15.5%増)、営業利益は2,358億円(前期比23.4%増)となりました。

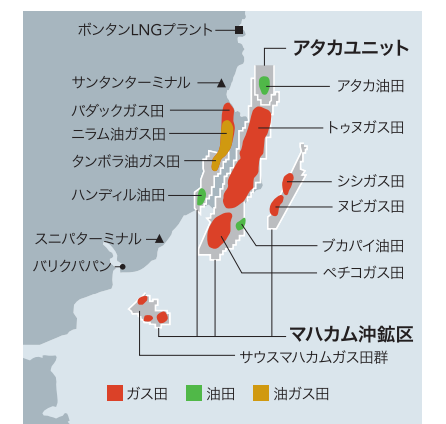


## 1. マハカム沖鉱区およびアタカユニット

契約地域(鉱区)	作業状況(生産量、2011年3月期平均、全鉱区ベース)	事業会社(設立)	権益比率(*オペレーター)
マハカム沖	生産中 (原油: 日量91千バレル 天然ガス: 日量2,026百万立方フィート)	国際石油開発帝石株式会社 (1966年2月21日)	同社 50% *TOTAL 50%
アタカユニット			

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月に当社およびUnocal社(現Chevron社)が50%ずつの参加権益比率で双方の隣接鉱区の一部を統合して設定したもので、その後アタカ油田を発見、1972年から原油および天然ガスの生産を続けています。マハカム沖鉱区では、1970年7月に当社保有権益のうち50%をCFP社(現TOTAL社)に譲渡し、その後プカパイ油田、ハンディル油田、タンボラ油ガス田、トゥヌガス田、ベチコガス田、シシ・ヌビガス田などを逐次発見し、それぞれの油ガス田で原油、天然ガスの生産を続けています。生産された原油とコンデンセートは、積み出し基地(サンタンターミナルおよ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います。天然ガスは主として世界最大級のボンタンLNGプラントへ供給され、日本をはじめとする需要家向けに出荷されています。これら2鉱区は、2017年末までの延長を得ており、引き続き当社事業の中心的役割を果たす主力鉱区となっています。また、マハカム沖鉱区は、2018年以降のさらなる契約期間の延長

見し、それぞれの油ガス田で原油、天然ガスの生産を続けています。生産された原油とコンデンセートは、積み出し基地(サンタンターミナルおよ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います。天然ガスは主として世界最大級のボンタンLNGプラントへ供給され、日本をはじめとする需要家向けに出荷されています。これら2鉱区は、2017年末までの延長を得ており、引き続き当社事業の中心的役割を果たす主力鉱区となっています。また、マハカム沖鉱区は、2018年以降のさらなる契約期間の延長



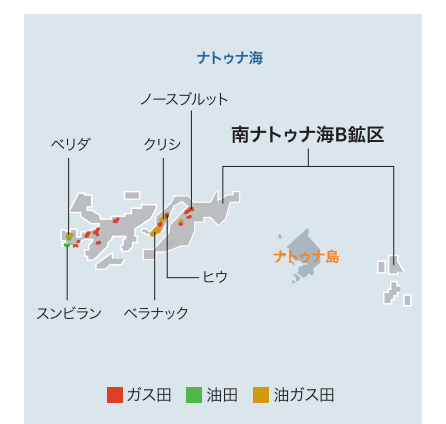
を目指してインドネシア当局と協議を進めています。

## 2. 南ナトゥナ海B鉱区

契約地域(鉱区)	作業状況(生産量、2011年3月期平均、全鉱区ベース)	事業会社(設立)	権益比率(*オペレーター)
南ナトゥナ海B	生産中 (原油: 日量56千バレル 天然ガス: 日量376百万立方フィート LPG: 日量12千バレル)	ナトゥナ石油株式会社 (1978年9月1日)	同社 35% *ConocoPhillips 40% Chevron 25%

当社は、1977年7月に南ナトゥナ海B鉱区の権益17.5%を取得しました。さらに、1994年1月に同鉱区の17.5%の権益を追加取得し、当社の参加権益比率は35%となりました。以降、ベラナック油ガス田、ヒウガス田、ノースブルットガス田、ベリダ油ガス田、スニブラン油ガス田、クリシ油ガス田などの油ガス田を続けて発見しました。原油の生産は、1979年以降続けています。またガスに関しては、1999年1月にインドネシア初の海外向けパイプラインによるシンガポール向けガス販売契約を締結し、2001年より同鉱区と隣接するナトゥナ海A鉱区、そしてカカップ鉱区の3鉱区

から天然ガスを供給しています。さらに2002年には、新たにマレーシア向けのガス販売を開始しており、これを受け同鉱区の生産分与契約は2028年まで延長されています。世界でも有数の規模を誇るFPSOにより生産操業を行うベラナック油ガス田では、2004年12月より生産中の原油/コンデンセートに加え、2007年4月にLPGの生産を開始しています。また、2006年、2007年にそれぞれ生産を開始したヒウガス田、クリシ油ガス田に続き、2009年11月にノースブルットガス田の生産を開始しています。





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

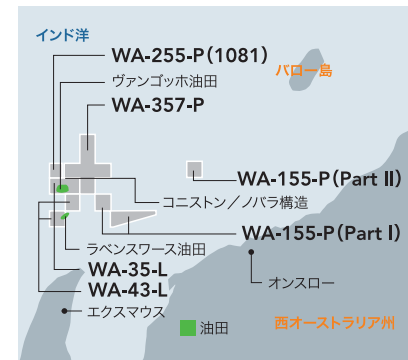
契約地域(鉦区)	作業状況(生産量、2011年3月期平均、全鉦区ベース)	事業会社(設立)	権益比率(*オペレーター)
WA-35-L (ヴァンゴッホ限定エリア)	生産中(原油:日量30千バレル)	アルファ石油株式会社 (1989年2月17日)	同社 47.499% *Apache 52.501%
WA-43-L (ラベンスワース油田)	生産中(原油:日量16千バレル)		同社 28.5% *BHPBP 39.999% Apache 31.501%
コニストンユニット (WA-35-L、WA-255-Pユニット イゼーションエリア)	開発準備作業中		同社 41.32913% *Apache 45.67587% Woodside:13.0000%
WA-255-P(1081)ブロック	探鉱中		同社 23.7495% *Apache 26.2505% Woodside 50.0000%
WA-35-L (ヴァンゴッホ限定エリアを除く)			同社 47.499% *Apache 52.501%
WA-357-P			同社 35% *Apache 65%
WA-155-P(Part II)			同社 18.67% *Apache 81.33%
WA-155-P(Part I)			同社 28.5% *BHPBP 39.999% Apache 31.50%

当社は、1994年7月に西オーストラリア州沖合にて、WA-155-P(Part II)鉦区およびWA-12-L鉦区(深層部)、1999年7月にはWA-155-P(Part I)鉦区、さらに、2006年7月にはWA-357-P鉦区、2009年3月にはWA-255-P鉦区内の1ブロックの権益を取得しました。

WA-155-P(Part I)鉦区では、ヴァンゴッホ油田およびラベンスワース油田が

発見され、それぞれWA-35-L、WA-43-L鉦区として生産ライセンスを取得し、2010年2月、8月にそれぞれ原油生産を開始しました。

また、WA-35-L/WA-255-P鉦区にまたがるコニストンノバラ構造においては、現在、開発準備作業中です。



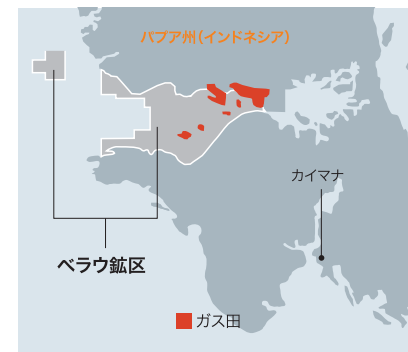
### 4. ベラウ鉦区—タンゲーLNGプロジェクト

契約地域(鉦区)	作業状況(生産量、2011年3月期平均、全鉦区ベース)	事業会社(設立)	権益比率(*オペレーター)
ベラウ	生産中 (原油:日量5千バレル 天然ガス:日量799百万立方フィート)	MI Berau B.V. (2001年8月14日)	同社 22.856% *BP 48.0% 日石ベラウ 17.144% KGベラウ 12.0%
タンゲーユニット			同社 16.3% *BP 37.16% CNOOC 13.9% 日石ベラウ 12.23% KGベラウ・KGウィリアムガール 10.0% LNG Japan 7.35% Talisman 3.06%

当社と三菱商事株式会社が共同出資で設立したMI Berau B.V.社(当社44%、三菱商事56%)は、2001年10月にインドネシアにおける第三の大型LNGプロジェクト、タンゲーLNGプロジェクトの中心的鉦区であるベラウ鉦区の約22.9%権益を取得しました。MI Berau B.V.社は、ベラウ鉦区および隣接するウィリアムガール鉦区、ならびにムトゥリ鉦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%(内、当社分約7.17%)保有しています。また、当社は2007年10月に三菱商事と共同出資で設

立したMIベラウジャパン株式会社(当社44%、三菱商事56%)を通じて、ケージーベラウ石油開発株式会社の約16.5%の株式を取得し、同プロジェクトに保有する当社分の実質的な権益比率を約7.79%に増加させています。

タンゲーLNGプロジェクトは、2005年3月にプロジェクトの開発計画および生産分与契約の延長(~2035年)がインドネシア政府に承認され、その後、約4年にわたり生産井掘削、液化プラント建設などの開発作業を行い、2009年7月よりLNG供給を開始しています。



### 5. WA-37-R鉦区(イクシス)および周辺鉦区

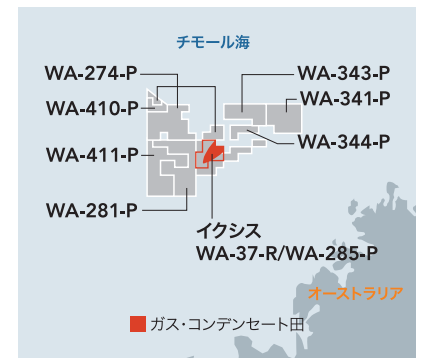
契約地域(鉦区)	作業状況	事業会社(設立)	権益比率(*オペレーター)
WA-37-R	開発準備作業中	INPEX Ichthys Pty Ltd (2011年4月5日)	*同社 76% TOTAL 24%
WA-285-P	探鉱中	インベックス西豪州 ブラウズ石油株式会社 (1998年9月1日)	*同社 76% TOTAL 24%
WA-274-P			同社 20% Chevron 50% *Santos 30%
WA-281-P			同社 20.0000% *Santos 47.8306% Chevron 24.8300% Beach 7.3394%
WA-341-P			*同社 60% TOTAL 40%
WA-343-P			
WA-344-P			
WA-410-P			同社 20% *Santos 30% Chevron 50%
WA-411-P			同社 26.6064% *Santos 63.6299% Beach 9.7637%

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

イクシスガス・コンデンセート田では、現在までに8坑の試探掘削の掘削を完了し、大型ガス・コンデンセートプロジェクトの実現に十分な埋蔵量を確認しています。2008年9月に天然ガス液化プラント建設予定地をダーウィンに決定し、2009年1月に同プラントの基本設計に着手するとともに、同年4月にはダーウィン事務所を開設、海上生産施設等の基本設計

作業を開始しました。2010年11月には、沖合・生産処理施設のEPC入札作業を開始、続いて同年12月には陸上天然ガス液化プラントのEPC準備作業も開始しています。その他、生産ライセンス、ファイナンスに関する作業についても、2011年第4四半期の最終投資決定(FID)、そして2016年第4四半期の生産開始に向け作業を進めています。

また、当社はイクシス周辺に8つの探鉱鉦区を保有し、今後の探鉱作業により相当量の原油・天然ガスが発見された場合には、イクシスの開発との相乗効果など、事業のさらなる拡大が期待されます。



### 6. マセラ鉦区(アバディ)

契約地域(鉦区)	作業状況	事業会社(設立)	権益比率(*オペレーター)**
マセラ	開発準備作業中	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 60% Shell 30% PT Energi Mega Persada 10% **2011年7月にShell社と30%の権益譲渡契約を締結。インドネシア政府の承認等の権益譲渡契約上の先行条件の充足により譲渡発効予定。

当社はインドネシア政府の公開入札により、1998年11月にマセラ鉦区の100%権益を取得しました。当社はオペレーターとして探鉱作業を推進し、2000年に掘削した試掘第1号井によりアバディガス田を発見しています。これは、インドネシア領アラフラ海域における初の石油・天然ガスの発見となりました。その後、2002年に2坑、さらに2007年から2008年にかけて4坑、合計6坑の評価掘削作業を実施し、いずれにおいてもガス・コンデンセート層の広がりを確認しました。2008

年9月にフローティングLNGの概念設計(Pre-FEED)作業の結果を踏まえた開発計画をインドネシア政府に提出し、基本承認を得ました。その後、インドネシア政府による第三者評価を経て、2010年12月に年産250万トンのLNG生産を始めとする第一次開発計画(POD-1)の承認を同政府より取得しました。現在は、アバディガス田の開発に向けて、基本設計(FEED)作業の準備や環境社会影響評価(AMDAL)等の各種準備作業を実施しています。







オーストラリア(イクシスLNGプロジェクト)

オーストラリア北部準州プライティン・ポイント

JPDA(キタン油田)

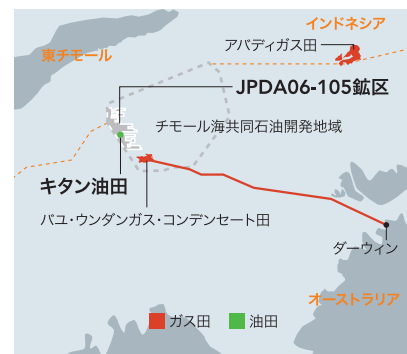
## 7. JPDA06-105鉦区(キタン油田)

契約地域(鉦区)	作業状況	事業会社(設立)	権益比率(*オペレーター)
JPDA06-105	開発中	インバックスチモールシー株式会社 (1991年11月25日)	同社 35% *Eni 40% Talisman 25%

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

2008年3月に試掘井キタン1号井で原油を発見し、引き続き掘削した評価井

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



## 8. JPDA03-12鉦区—バユ・ウダンプロジェクト

契約地域(鉦区)	作業状況(生産量、2011年3月期平均、全鉦区ベース)	事業会社(設立)	権益比率(*オペレーター)
JPDA03-12	生産中 (原油:日量54千バレル LPG:日量32千バレル 天然ガス:日量502百万立方フィート)	サウル石油株式会社 (1993年3月30日)	同社 19.2458049% *ConocoPhillips 61.3114766% Santos 19.4427185%
バユ・ウダンユニット		同社 11.378120% *ConocoPhillips 56.943372% Eni 10.985973% Santos 11.494535% Tokyo Timor Sea Resources(東京電力/東京ガス) 9.198000%	

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

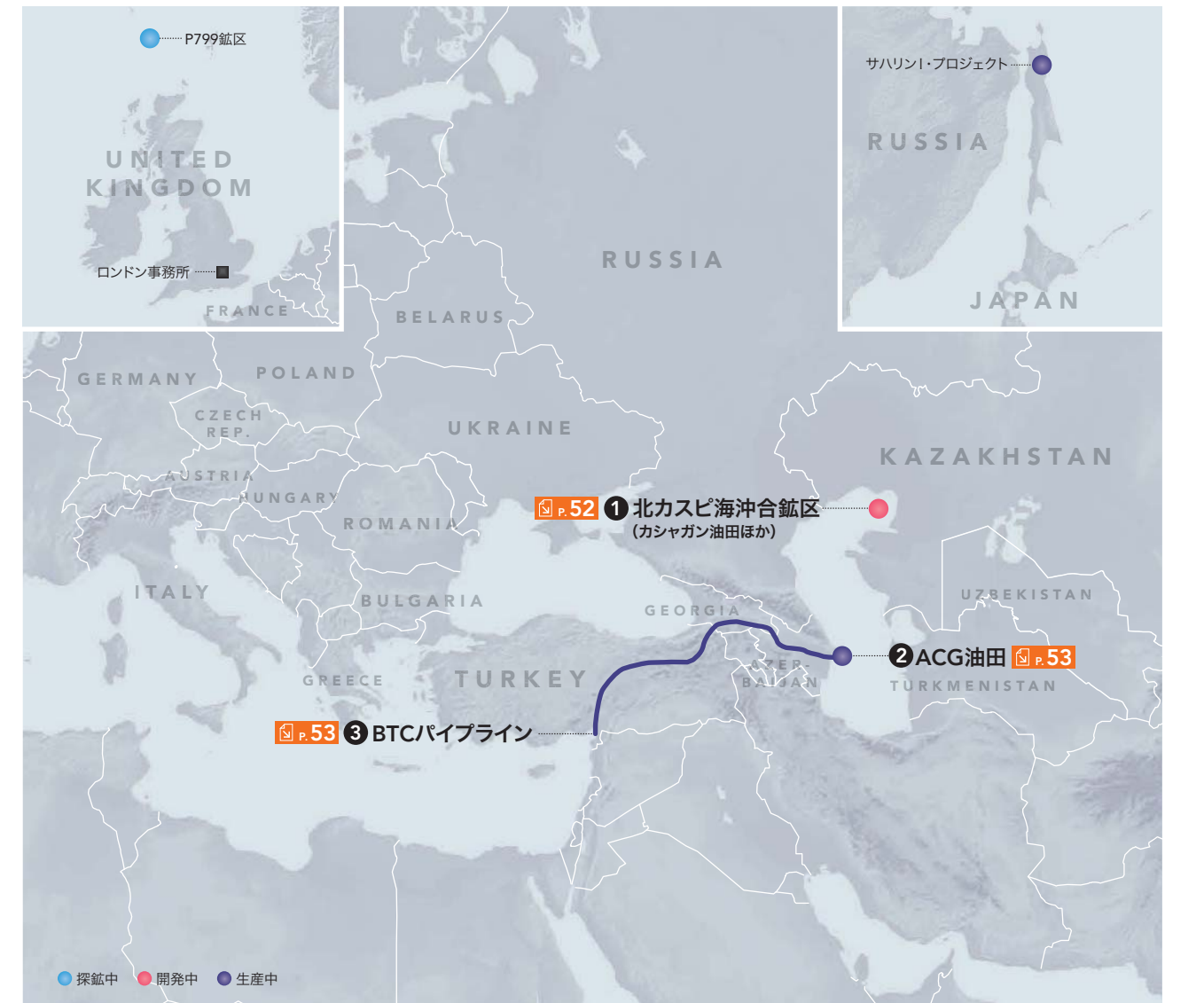
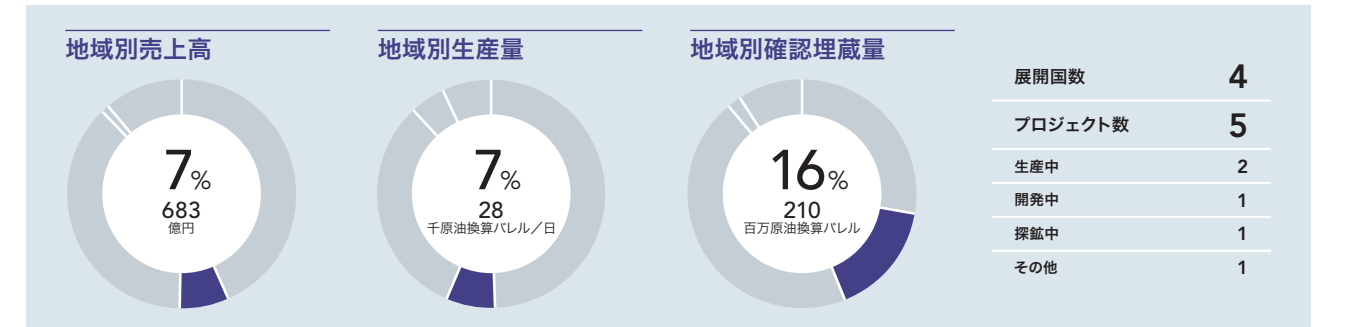
エラン/カカトゥア/カカトゥアノース油田では、1998年に生産を開始しましたが、自然減退により2007年に生産を停止しました。ウダン構造は、隣接するJPDA03-13鉦区のパユ構造と一体

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



# ユーラシア

ユーラシア地域における当社の2011年3月期の業績は、油価上昇の恩恵を受けつつも、原油販売量の減少および為替が円高に推移したことにより、売上高は683億円(前期比7.1%減)、営業利益は364億円(前期比8.3%減)となりました。







カシャガン油田(陸上施設)

カシャガン油田(現場クルー)

カシャガン油田(海上施設)

## 1. 北カスピ海沖合鉱区(カシャガン油田ほか)

契約地域(鉱区)	作業状況	事業会社(設立)	権益比率
北カスピ海沖合	開発中	インベックス北カスピ海石油株式会社 (1998年8月6日)	同社 7.56% Eni 16.81% ExxonMobil 16.81% KMG 16.81% Shell 16.81% TOTAL 16.81% ConocoPhillips 8.40%

北カスピ海沖合鉱区は、東部約4,300 km<sup>2</sup>、西部約1,275km<sup>2</sup>(合計約5,575 km<sup>2</sup>)の2つのブロックよりなり、うち東部内にあるカシャガン鉱区は、カザフスタン共和国アティラウ市から南東約75kmのカスピ海域に位置する水深3~5mの位置にあります。

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

同鉱区では、1999年9月より掘削された試掘第1号井にてカシャガン油田を発見しました。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す。

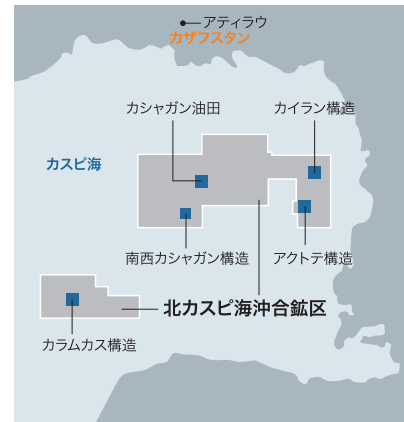
同油田では、段階的な油田開発が予定されており、現在第一段階開発(Experimental Program)が進められています。

2008年10月にカシャガン油田の開発を巡る協議についてカザフスタン当局とコントラクターが最終合意に達し、当社を含む全てのコントラクターによる新操業会社(North Caspian Operating Company)が設立され、同社が旧オペレーターであるAgip KCO社の役割を2009年1月に引き継ぎました。現在は2012年末を目途とするカシャガン油田

の生産開始に向け、開発作業を進めています。

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

カシャガン油田の開発は、厳しい自然条件の中、国際コンソーシアムにより世界最高水準の技術・英知を結集し、周囲の環境に細心の配慮を払いながら作業を推進していく一方、カザフスタンの原油輸出入の増加ならびに同国における雇用機会の創出、国民経済の向上に大きく貢献することが期待されています。



ACG油田

BTCパイプライン(ジェイハンターミナル)

## 2. ACG油田

契約地域(鉱区)	作業状況(生産量、2011年3月期平均、全鉱区ベース)	事業会社(設立)	権益比率(*オペレーター)
ACG (アゼリ・チラグ・グナシリ)	生産中(原油:日量821千バレル)	インベックス南カスピ海石油株式会社(1999年1月29日)	同社 10.96% *BP 37.43% Chevron 11.27% SOCAR 10.00% Statoil 8.56% ExxonMobil 8.00% TPAO 6.75% 伊藤忠商事 4.30% Hess 2.72%

当社は、2003年4月にアゼルバイジャン南カスピ海沖合のACG(Azeri・Chirag・Gunashli: アゼリ・チラグ・グナシリ)油田の10%権益を取得しました。2010年8月には参加権益の一部(0.9644%)を追加取得し、当社の参加権益比率は10.9644%へ増加しています。

ACG油田では、すでに生産中であったチラグ油田に加え、2005年2月にアゼリ油田中央部、2005年12月にアゼリ油田西部、2006年10月にアゼリ油田東部、そして2008年4月にグナシリ油田深海部よ

り原油生産を開始しています。2010年3月には、チラグ油田およびグナシリ油田深海部の浅層を含む追加開発であるチラグオイルプロジェクトの開発移行を決定しました。現在、鉱区全体の生産量を最適化すべく作業を継続中です。

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



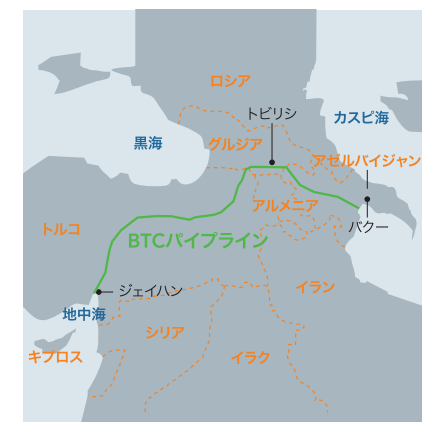
## 3. BTCパイプライン

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

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

BTCパイプラインは、カスピ海沿岸のアゼルバイジャンのバクー(Baku)を起点とし、グルジアのトビリシ(Tbilisi)を経由し、地中海に面するトルコのジェイハン(Ceyhan)に至る総延長約1,770kmの

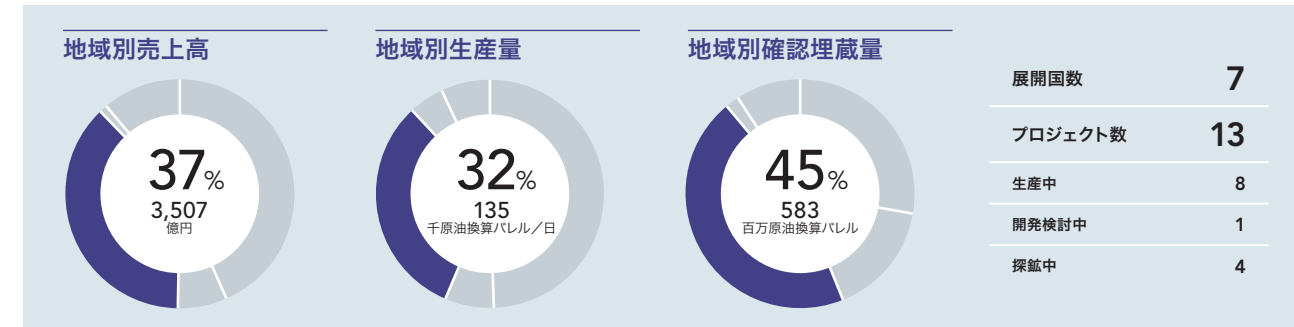
原油輸送パイプラインで、2006年6月より本格稼働しています。BTCパイプラインは、主にアゼルバイジャンのACG油田で生産される原油を輸送するために建設されましたが、将来的にカザフスタンのカシャガン油田で生産される原油などもあわせ輸送することも視野に入れ、輸送能力を日量120万バレルに増強しています。





# 中東・アフリカ

中東・アフリカ地域における当社の2011年3月期の業績は、為替が円高に推移した影響はあったものの、原油販売量の増加および油価が上昇したことに伴い、売上高は3,507億円(前期比15.4%増)、営業利益は2,431億円(前期比18.3%増)となりました。

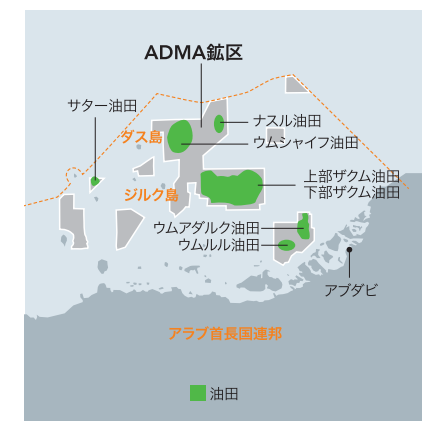


## 1. ADMA(アドマ) 鉱区

契約地域(鉱区)	作業状況	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	生産中	ジャパン石油開発株式会社 (1973年2月22日)	同社 12% ADNOC 60% BP 14.67% TOTAL 13.33%
上部ザクム油田			同社 12% ADNOC 60% ExxonMobil 28%
ウムアダルク油田			同社 12% ADNOC 88%
サター油田			同社 40% ADNOC 60%
ナスル油田	開発準備作業中		同社 12% ADNOC 60% BP 14.67% TOTAL 13.33%
ウムルル油田			

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

なお、現在、生産量維持・拡大のため、有望未開発構造の開発計画策定、ウムシャイフ油田における新規ガス圧入施設設置・繋ぎ込み、および上部ザクム油田の人工島を利用した再開発計画策定などの諸作業が行われています。これら油田の操業は、現地に設立された操業会社ADMA-OPCOおよびZADCO(アブダビ国営石油会社(ADNOC)とジャパン石油開発などとの合弁会社)を通じて行われており、当社はジャパン石油開発を通じ、両操業会社へ技術者を中心に人員を継続的に派遣しています。





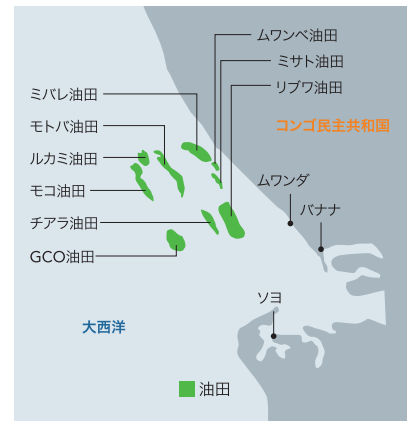


## 2. コンゴ民主共和国沖合鉱区

契約地域(鉱区)	作業状況(生産量、2011年3月期平均、全鉱区ベース)	事業会社(設立)	権益比率(*オペレーター)
コンゴ民主共和国沖合	生産中(原油:日量14千バレル)	帝石コンゴ石油株式会社(1970年8月1日)	同社 32.28% *Perenco 50% Chevron 17.72%

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

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

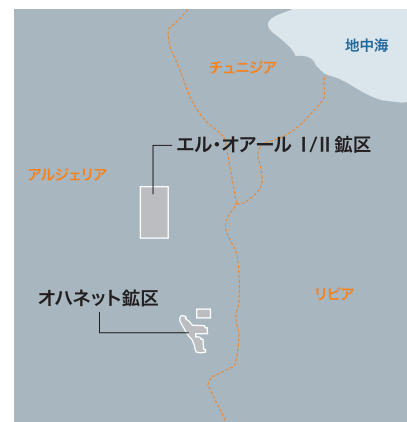


## 3. エル・オアール I / II 鉱区

契約地域(鉱区)	作業状況	事業会社(設立)	権益比率(*オペレーター)
エル・オアール I / II	開発検討中	帝石エル・オアール石油株式会社(2001年12月21日)	同社 10.29% Sonatrach 67.33% *Eni 22.38%

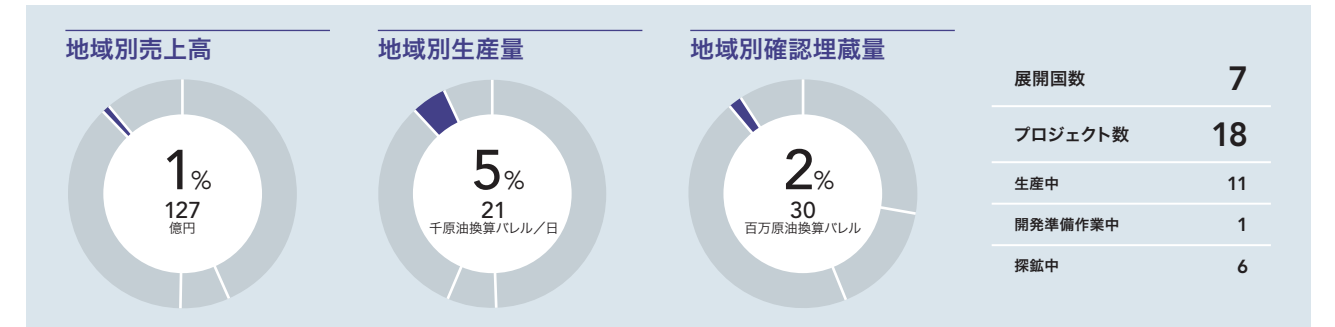
当社は、2001年11月にアルジェリア東部陸域エル・オアール I / II 鉱区の10.29%権益を取得しました。エル・オアール I 鉱区では、1997年に掘削した試掘井およびその後掘削した評価井にて、天然ガス・コンデンサートおよび原油の胚胎が、ま

たエル・オアール II 鉱区でも2001年に掘削した試掘井にて天然ガスおよびコンデンサートの胚胎がそれぞれ確認されており、現在、周辺油ガス田との共同開発検討作業を行っています。



# 米州

米州地域における当社の2011年3月期の業績は、主に原油販売量の減少により、売上高は127億円(前期比24.1%減)、主に探鉱費の増加により営業損失は30億円(前期は10億円の営業利益)となりました。



展開国数	7
プロジェクト数	18
生産中	11
開発準備作業中	1
探鉱中	6



プロジェクトの概況





カナダ(ジョスリン鉱区)

ベネズエラ(コパ・マコヤ)

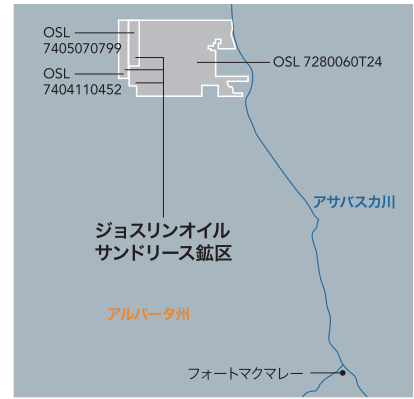
ベネズエラ(コパ・マコヤ)

## 1. ジョスリン オイルサンドプロジェクト

契約地域(鉱区)	作業状況	事業会社(設立)	権益比率(*オペレーター)
OSL 7280060T24	開発準備作業中	インベックスカナダ石油株式会社(2006年11月28日)	同社 10% *TOTAL 38.25% Occidental 15% Suncor 36.75%
OSL 7405070799			
OSL 7404110452			

当社は、2007年11月にカナダアルバータ州で実施されているジョスリンオイルサンド上流開発プロジェクトの10%の参加権益を取得しました。開発の主体となる露天掘り開発では、2010年代後半までに第一段階として日産量10万バレルでの生産を計画しています。開発移行の意思決定に向けて、現在、開発計画検討作業を実施しています。

上流開発プロジェクトとともに、当社が参加しているオイルサンド改質(合成原油製造)プロジェクトについて、TOTAL社がアルバータ州エドモントンで計画していた改質プラントに代わる代替の改質手段につき検討・協議中です。



## 2. コパ・マコヤ鉱区およびグアリコオリエンタル鉱区

契約地域(鉱区)	作業状況(生産量、2011年3月期平均、全鉱区ベース)	事業会社(設立)	権益比率
コパ・マコヤ	生産中 (原油:日量1千バレル 天然ガス:日量78百万立方フィート)	Teikoku Oil and Gas Venezuela, C.A. (2006年6月7日)	同社 70% PDVSA 30% 同社 30% PDVSA 70%
グアリコオリエンタル			

当社は、1992年7月にベネズエラ中央部陸上のイースト・グアリコ鉱区の100%権益を取得し、オペレーターとして操業サービス協定に基づく油田・ガス田の再活性化事業、新規探鉱および開発事業を行ってきました。その後、ベネズエラでは、2006年に従来の操業サービス協定をジョイントベンチャー契約に改定するよう政策が変更されたため、これに基づき、ガス事業と原油事業それぞれのジョ

イントベンチャー会社をベネズエラ国営石油会社PDVSAと設立し、2006年4月1日よりイースト・グアリコ鉱区は新たにコパ・マコヤ鉱区(ガス事業)およびグアリコオリエンタル鉱区(原油事業)として事業を継続しています。ジョイントベンチャー契約への移行により、両鉱区とも契約期間が2026年まで延長されました。



ブラジル(フラージ鉱区)

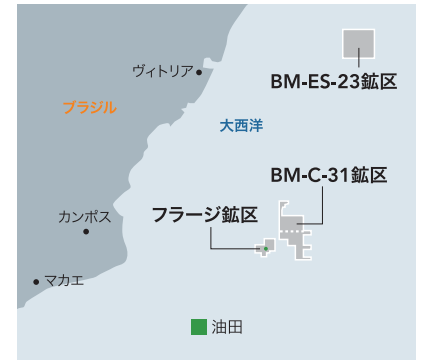
メキシコ(クエルビト鉱区)

## 3. ブラジル(フラージ鉱区ほか)

契約地域(鉱区)	作業状況(生産量、2011年3月期平均、全鉱区ベース)	事業会社(設立)	権益比率(*オペレーター)
フラージ鉱区	生産中 (原油:日量62千バレル 天然ガス:日量12百万立方フィート)	Frade Japão Petróleo Limitada (FJPL) (1999年7月5日設立)	同社 18.2609% *Chevron 51.7391% Petrobras 30%
BM-C-31鉱区	探鉱中	INPEX Petróleo Santos Ltda. (2007年1月19日)	当社 20% *Petrobras 60% Shell 20% 当社 15% *Petrobras 65% Shell 20%
BM-ES-23鉱区			

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

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



## 4. メキシコ湾周辺鉱区(米国およびメキシコ)

契約地域(鉱区)	作業状況(生産量、2011年3月期平均、全鉱区ベース)	事業会社(設立)	権益比率(*オペレーター)
シップショール72鉱区	生産中 (原油:日量1千バレル 天然ガス:日量19百万立方フィート)	Teikoku Oil (North America) Co., Ltd. (2003年5月30日設立)	同社 25% *PetroQuest 42.5% その他 32.5% 同社 25% *PetroQuest 38% その他 37% 同社 16.66667% *XTO 50% その他 33.33333% 同社 17.5% *PetroQuest 38.5% その他 44% 同社 25% *PetroQuest 55% その他 20%
ウェストキャメロン401/402鉱区			
メインバス118鉱区			
ルイジアナSL19372鉱区			
ルイジアナSL20183鉱区			
ウォーカー・リッジ95/96/139/140鉱区	探鉱中	INPEX Gulf of Mexico Co., Ltd. (2010年4月28日設立)	同社 15% *Shell 70% その他 15%

当社は、2006年4月より順次アメリカ合衆国メキシコ湾浅海域における油ガス田開発事業に参入し、同年7月よりシップショール72鉱区からの生産を開始しました。その後、メインバス118鉱区、ウェストキャメロン401/402鉱区、ルイジアナSL19372鉱区およびSL20183鉱区からも生産を開始しています。

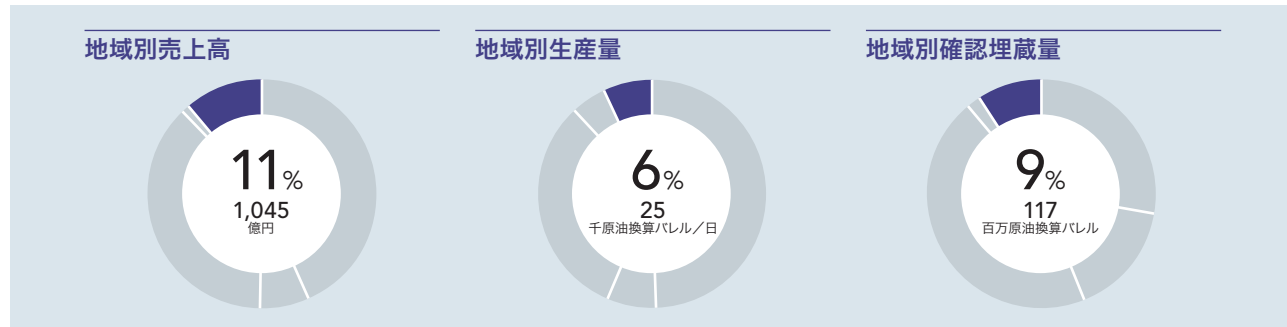
リッジ95/96/139/140鉱区に参入しました。メキシコでは、2004年から子会社のTeikoku Oil Burgos S.A. de C.V. (TOB社)を通じて、ブルゴス地域のクエルビト鉱区およびフロンテリス鉱区からのガス田の開発・生産操業事業に参加しています。同事業は、PEMEX社とのサービス協定に基づくものであり、TOB社は40%権益を保有しています。





# 日本

日本における当社の2011年3月期の業績は、天然ガス販売量の増加や単価が上昇したことなどにより、売上高は1,045億円(前期比11.2%増)、営業利益は天然ガス買入高が増加したことなどにより260億円(前期比20.3%減)となりました。



## 南長岡ガス田を中心とする国内天然ガス事業

国内天然ガス事業の概要	
生産量 (国内油田ガス田の合計、2011年3月期平均)	天然ガス: 日量約3.4百万m <sup>3</sup> 原油・コンデンサート: 日量約4千バレル
天然ガス販売量(2011年3月期合計)	約17.2億m <sup>3</sup>

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

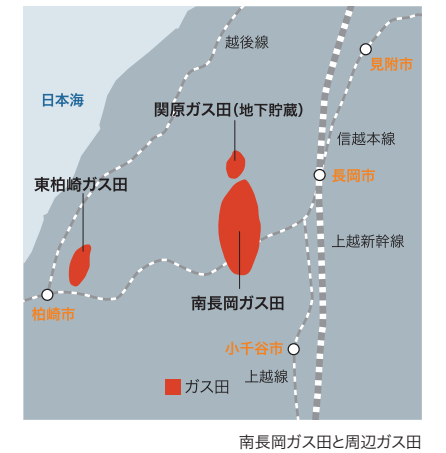
また、2011年5月に富山ライン(新潟県糸魚川市～富山県富山市)の建設を決定し、このような新規地域へのパイプライン展開などにより、中長期的には年間25~30億m<sup>3</sup>規模の需要を想定しています。

こうした成長を支えるため、パイプラインネットワークの拡充に加え、2010年からは静岡ガス(株)よりLNG気化ガスを導入し、供給能力と供給安定性の向上を実現しました。さらに、2014年の稼働開始を目指して新潟県上越市にLNG受入基地を建設しています。

また当社は、千葉県成東ガス田にお

いて、水溶性ガス田から天然ガスを生産するとともに、天然ガスを分離した後の地下水(かん水)からヨードを製造し欧米などに輸出しています。

また当社は、千葉県の成東ガス田にお



## 直江津LNG受入基地の建設

直江津LNG受入基地の概要	
所在地	新潟県上越市八千浦12番
敷地面積	約25ha
ガス製造能力	750万m <sup>3</sup> /日(LNG 240トン/時)
LNGタンク	18万kL×2基(将来1基増設可能)
稼働開始予定	2014年

国内の天然ガス需要は、環境・省エネルギー意識の高まりによる石油系燃料からの転換や原油価格の高騰を背景に順調な伸びを見せており、今後も堅調に推移する見通しです。当社は、パイプライン沿線の需要家の皆様へ天然ガスを長期安定して供給するために、2009年から新潟県上越市(直江津港)において

LNG受入基地を建設しています。直江津LNG受入基地の完成(2014年予定)後は、当社が保有する海外プロジェクトからのLNGを受け入れる計画であり、従来の南長岡ガス田等から生産される国産天然ガスと合わせて、供給能力と安定供給体制が一層強化されます。







直江津LNG受入基地の工事風景



バルブステーション漏洩調査

## ガスサプライチェーン

今後も堅調な伸びが予想される国内の天然ガス需要に対応するため、海外LNG事業と国内天然ガス事業のインフラを有機的に結びつける「ガスサプライチェーン」の構築を進めています。具体的には、イクシス、アバディなど当社の海外LNGソースを直江津LNG受入基地から導入し、パイプラインネットワークを通じて需要家の皆様に天然ガスを供給

するものです。この結果、「①国産天然ガス」、2010年1月から導入を開始した「②静岡ガスからのLNG気化ガス」、そして「③直江津LNG受入基地からのLNG気化ガス」という3つの供給ソースを柔軟に組み合わせることにより、将来の需要増加に対する供給能力の向上や供給安定性を高めることができると考えています。

これまで、天然ガスの開発・生産・液化・輸送・気化・供給を一貫して手がける企業は日本国内にありませんでした。当社にとって、上流から下流までを包括する「ガスサプライチェーン」の構築は経営統合の大きな成果の一つでもあり、これを足場として、天然ガスを利用した時代にふさわしいエネルギー事業の展開を追求します。



インドネシア、マングローブの植林

## 社会的責任と経営体制

企業としての社会的責任		
4.1	HSE (健康・安全・環境) 基本方針/事業活動に伴う環境影響/循環型社会を実現する環境技術/安全操業/地域社会支援/人材開発	064
コーポレート・ガバナンス		
4.2	経営体制/社外役員の独立性と役員報酬/内部統制およびコンプライアンス体制/甲種類株式/情報開示体制	069
4.3	取締役、監査役および執行役員	074



# 企業としての社会的責任

当社は、「企業の社会的責任(CSR)は事業活動と密接不可分な関係にある」という認識のもと、CSR活動を積極的に推進しています。事業の拡大とともに大きくなる社会への責任を果たし、エネルギーの安定的かつ効率的な供給を通じて持続可能な社会づくりに貢献していきます。

## 1. HSE(健康・安全・環境)基本方針

当社では、健康(Health)、安全(Safety)、環境(Environment)への取り組みを包括する独自の「HSEマネジメントシステム」のもと、労働安全衛生と環境保全活動の継続的な改善と向上に努めています。

詳しくはCSRレポート2011 P.20-23



### HSEマネジメントシステムの概要

当社では、ISO9000、ISO14001、労働安全衛生マネジメントシステム(OHSAS18001、OSHMS指針)ならびにOGP(国際石油・天然ガス生産者協会)のガイドラインを参照し、独自のHSEマネジメントシステムを作成しています。

HSEマネジメントシステムは、当社の環境保全・保安活動における基本的な取り組み方針を宣言する「環境安全方針」、「HSEマネジメントシステム規則」、各

種要領および指針群からなる「文書体系」、本社および事業所ごとに設置している「組織」(HSE委員会)、年度ごとに定める「HSE重点目標」およびHSEプログラムの「実行計画」から構成されています。その上で、リスクアセスメントから始まるA-PDCAサイクルのプロセスにおいてHSE監査や設計段階でのHSEレビューなどに取り組み、HSEマネジメントシステムの実効力を高めています。

### HSEマネジメントの推進体制

HSEマネジメントシステムは、本社のHSEユニットと、必要に応じて設置されるオペレーション事業体\*におけるHSE担当グループで推進しています。組織横断的なHSE活動の推進を目的に設置した「コーポレートHSE委員会」や、オペレー

ション事業体で設置したHSE委員会では、HSE関連要領やHSE活動計画の審議・フォローアップ、さらにはHSE文化醸成に向けた検討を行っています。

2011年3月期においては、8回のコーポレートHSE委員会を開催し、HSE重点目

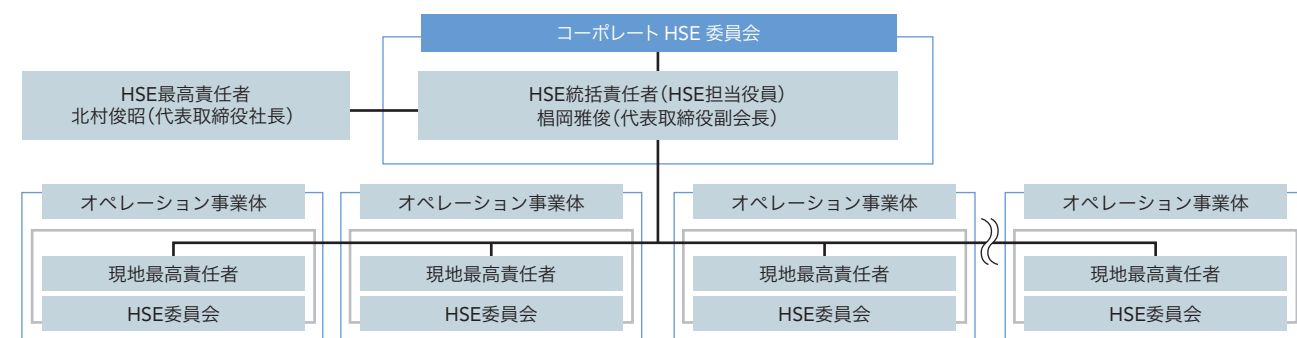
### CSRとHSE活動の考え方

当社は、CSRの取り組みの一部であるHSE活動に特に注力しています。「エネルギーの安定的かつ効率的な供給を通じて、豊かな社会づくりに貢献する」という経営理念の実現には、安全管理・環境保全を徹底し、国内外の地域の皆様との信頼関係を醸成・構築していくことが不可欠です。グローバル社会の情勢に伴い、社会からの要請や、環境面での対応は日々変化していますが、操業における安全管理と環境保全、地域社会との共存共栄は変わることのない当社の重要な取り組みと考えています。

標・プログラムの内容や活動実績、HSE監査の結果などについて協議を行いました。またHSEユニットとHSE担当グループでは、HSE専門家の採用やOJTを通じた従業員研修などを実施し、HSE活動のさらなるレベルアップを目指しています。

\* オペレーション事業体: オペレータープロジェクトを担う部署

### HSEマネジメントシステム推進体制図



## 2. 事業活動に伴う環境影響

環境に与える影響を事業プロセスごとに把握し、化学物質排出移動量届出制度(PRTR)の対象物質や揮発性有機化合物(VOC)などの排出削減を通じて環境負荷低減に取り組んでいます。

詳しくはCSRレポート2011 P.26-27

### 各事業プロセスと主な対象物質の排出量

	探鉱・開発・建設		生産・発電		精製・輸送・販売	
	2010年3月期	2011年3月期	2010年3月期	2011年3月期	2010年3月期	2011年3月期
温室効果ガス(トン)	24,605	22,280	388,495	348,695	26,342	21,530
PRTR対象物質(トン)*	0	0	12	11	8	23
VOC(トン)	1	3	448	343	433	386

\* PRTR対象物質のデータは国内事業のみを対象とし、海外分は除く。

## 3. 循環型社会を実現する環境技術

CO<sub>2</sub>を地中や海洋に貯留する技術や、CO<sub>2</sub>と水を原料としてメタンを生成する技術などの研究・開発により、環境負荷の低減に貢献していきます。

詳しくはCSRレポート2011 P.32-33

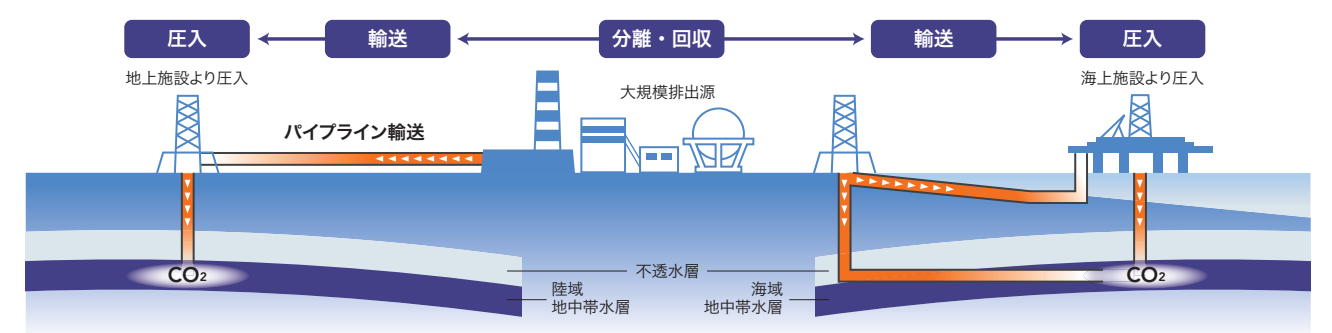
### 光触媒によるメタン生成

当社は、CO<sub>2</sub>の有効利用に向けた技術開発に取り組んでいます。CO<sub>2</sub>と水からメタンを生成する光触媒の研究開発を進めており、すでにメタン生成と付加価値の高い有機物の副生を研究成果として確認しています。CO<sub>2</sub>の排出削減に有効な技術として、将来の実用化に取り組んでいます。

### CO<sub>2</sub>回収・貯留(CCS)研究

CO<sub>2</sub>を分離・回収し、長期間にわたり地中に貯留させるためのCCS(Carbon Dioxide Capture and Storage)技術に取り組んでいます。日本CCS調査株式会社の各種調査事業に協力し、CCS技術の普及に向けた調査・研究を行うなど、産官学を交えた広範な協力関係を通じて、地球温暖化問題への対応を積極的に行っています。

### CO<sub>2</sub>地中貯留(CCS)の模式断面図





## 4. 安全操業

安定的に石油・天然ガスを生産・供給するため、当社では徹底した安全操業を推進しています。各オペレーション事業体では、操業する国とオペレーションの実情に合わせた安全活動を実施するとともに、コントラクターと一体となった事故防止や環境負荷の低減に努めています。

詳しくはCSRレポート2011 P.38-41

### 安全な操業の徹底

当社は、安全操業にあたり、OGP(国際石油・天然ガス生産者協会)の安全データを参考に安全管理の数値目標を毎年設定しています。2011年3月期の対応として、メキシコ湾で起きた他社の暴噴事故を受け、当社のオペレータープロジェクトのHSEレビューを含む安全管理の指針の見直しを行いました。また、国内のオペレーション事業体では工事立会の強化やHSE計画書に従った安全管理の徹底などを行った結果、同年度の労働災害件数が大きく減少しています。海外のオペレーション事業体では各オペレーションに応じた安全への取り組みを推進しています。

当社は、操業に関する緊急事態の発生時には、危機対応を目的とした「コーポ

レート危機対策本部」が機能する仕組みを構築していますが、今年3月の東日本大震災発生時には同本部が当日から翌日にかけて被害状況の確認などの初動対応を行いました。なお、当社では、同震災を踏まえ、これまでの事業継続計画(BCP: Business Continuity Plan)を見直し、緊急事態(首都直下型地震)を想定した内容に整備しています。



震災発生後のコーポレート危機対策本部における議論の様子

### 年度別労働災害件数

年度	従業員	コントラクター	全体	死亡者数	休業災害*1	不休災害*2	医療処置*3
2009年3月期	従業員	0	2	0	3	1	7
	コントラクター	2	2	2	4	5	23
	全体	2	2	2	7	6	30
2010年3月期	従業員	0	0	0	0	1	3
	コントラクター	0	0	0	9	3	13
	全体	0	0	0	9	4	16
2011年3月期	従業員	0	0	0	2	0	2
	コントラクター	0	0	0	3	0	2
	全体	0	0	0	5	0	4

\*1 傷害を受けた翌日以降、休業したケース \*2 傷害を受け、翌日以降、作業制限を受けたケース \*3 医療専門家による治療を要したケース

### コントラクターの安全管理

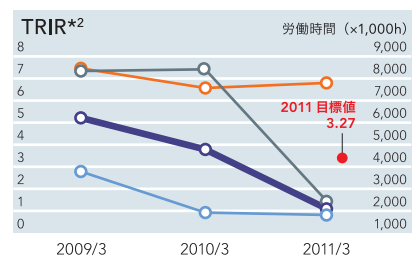
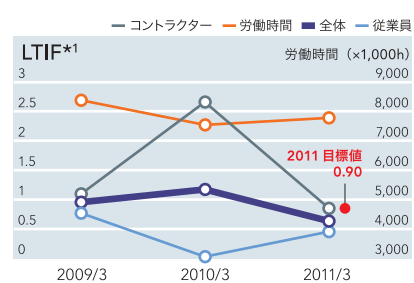
当社では、業務に従事するコントラクターに対し、環境安全方針の十分な理解を促進するとともに、当社とコントラクターが一体となって、事故の発生防止と環境負荷の低減に努めています。

国内・海外のオペレーション事業体では、「コントラクターHSE管理要領」に基づき、操業国やプロジェクトの特殊性を反映

した独自の仕組みを運用しています。

現場では、コントラクターとの工程会議や作業前ミーティングなどを通して、HSEに関するコミュニケーションを強化し、より安全な工事の進行に努めています。コントラクターの安全管理は、当社の重点目標の一つであり、今後もさらなる向上を図ります。

### 年度別災害発生頻度



\*1 LTIF: 百万労働時間当たりの死亡者数と休業災害件数の災害発生頻度 \*2 TRIR: 百万労働時間当たりの医療処置を要する労働災害以上の災害発生頻度 \*3 LTIF/TRIRの目標値は、前年度目標値に対する削減率を考慮し、毎年度算出

### 海洋での暴噴事故とその対応

2010年4月、米国メキシコ湾沖合における他社の坑井掘削現場において、石油掘削リグが爆発炎上し、11名が死亡、大量の原油がメキシコ湾に漏洩、流出する事故が発生しました。事故発生から約3カ月後に原油の流出は止まりましたが、米国当局は現在も事故の原因を調査中です。

当社では、同調査の推移を見極めつつ、OGPを通じた大手石油会社の対応状況の把握とともに、掘削コントラクターの選定方法やHSE管理のあり方、坑井掘削設計基準、坑井制御指針書、油濁防止対応計画の内容について検討、見直しを進め、海洋での暴噴事故の予防に努めています。

## 5. 地域社会支援

当社では、プロジェクトの実施地域における積極的なコミュニケーションを行うとともに、地域社会との調和を図りながら、地域の持続的発展に寄与する多くの活動を実施しています。

詳しくはCSRレポート2011 P.48-51

### 海外の主な地域社会支援活動

#### ■ベネズエラにおける小学校施設の修繕

当社が出資・操業するベネズエラのガス・グリコ社では、2010年に地域住民などからの要望を受け、操業するガス田に近いサンアントニオ小学校など3校に対して、教室、調理場、遊び場の修繕や、給水設備、水洗トイレの新規設置を行いました。



サンアントニオ小学校の生徒と教師

#### ■アブダビ国際狩猟・乗馬展示会への出展

当社は、2004年から毎年、UAEのアブダビ国際狩猟・乗馬展示会に出展し、当社の出展ブースに日本の鷹匠や刀匠を招いて日本の伝統文化を紹介しています。当社の出展ブースへの来訪者には抹茶などを提供しています。



アブダビ国際狩猟・乗馬展示会への出展

#### ■パイプライン通過地域での温室農業支援プロジェクト

当社は、BTCパイプラインの通過地域であるアゼルバイジャンの村に対し、温室農業の支援を行っています。温室設置や作物種子の提供を行うとともに、村民向けの教育・訓練事業を行っています。



現地職員を指導するBTCパイプラインの関係者

### 国内の主な地域社会支援活動

#### ■森づくりサポート事業

当社では、新潟県が進める「森づくりサポート事業」に参加し、手入れの行き届かなかった土地を土地所有者から無償で提供を受け、その地に適した樹木を育てる活動を行っています。2010年秋と2011年春に開催した活動には、当社従業員とその家族や地域住民の方々など総勢約160名が参加し、ブナ、コナラなど300本の植栽や、エコ教室の開催、雪で倒れた苗の補助作業などを行いました。2011年秋には、これまでの樹木に加えてクルミなどを植えるなど、継続的に活動を進めています。

#### ■地域社会への支援活動

当社は国内の操業地域において、さまざまな地域イベントへ積極的に参加・協力しています。国内の主力生産拠点である新潟県長岡市では、毎年、長岡まつり大花火大会に協賛しています。同県柏崎市では、地域マラソンの社内ボランティア活動や、ぎおん柏崎まつりへの協賛を行っています。2010年夏に行われたぎおん柏崎民謡流し、および新潟まつり大民謡流しには、100名を超える当社関係者が踊り子として参加しました。そのほか千葉県においては、第65回国民体育大会に協賛しました。



森づくりサポート事業



ぎおん柏崎まつり



# コーポレート・ガバナンス

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

(記載内容は、時期等の記載がある場合を除き、2011年6月末現在の状況)

## 6. 人材開発

### グローバルに活躍できる人材の育成

当社は国籍を問わず必要な人材を自社で採用・育成しており、東京本社や各海外事務所ではさまざまな国籍の社員が活躍しています。また、海外のオペレータープロジェクトにおいては、現地従業員を直接雇用・育成しています。

詳しくはCSRレポート2011 P.42-45

### グローバルな人材活用

#### ■オーストラリア・イクシスでの取り組み

当社はオーストラリア国内外の事務所において、イクシスLNGプロジェクトなどに従事するオーストラリア人、英国人、フランス人、日本人など400名以上の従業員を雇用しています。オーストラリアでは、均等な雇用機会を提供するため、同国の雇用基準に沿った採用を行っています。2010年からは、働きやすい職場環境づくりを行うためのINPEX@heartプログラムを実施しています。2011年3月には、INPEX@heartプログラムの一環として、オーストラリアのハーモニー・ウィークに合わせ、事務所内でワークショップや親睦会などを実施するなど、人種や国籍の壁を超えたチーム、職場環境づくりを行っています。

#### ■インドネシア・アバディでの取り組み

インドネシアのアバディLNGプロジェクトでは、インドネシア人103名、日本人52名を中心に、合計7カ国176名がジャカルタ事務所で勤務しています。今後、作業の進捗に伴い、より多くのグローバル人材が同事務所で働くことが想定されています。このため、2011年3月に、Integrity(誠実)、Trust(信頼)、Fairness(公正)に基づく安全で調和のとれた職場環境を尊重し維持していくために、同所で働くすべての人員を対象とした行動規範(Code of Conduct)を制定しました。現地のトップマネジメント自らが事務所で現地従業員に説明し、同行動規範の定着に向けて取り組みを進めています。

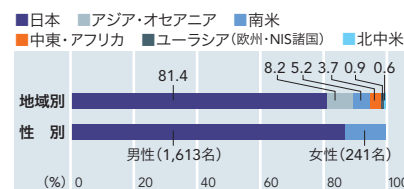


INPEX@heartプログラム(オーストラリア)



行動規範の定着のための事務所内説明会(インドネシア)

#### 従業員内訳(連結)



### 従業員の状況

2011年3月31日現在の当社の従業員数(連結)は1,854名で、うち、男性は1,613名、女性は241名です。海外の現地従業員や、国内の契約社員、嘱託、な

らびに派遣社員などの臨時雇用者数は、年間平均774名です。地域別の従業員比率は、日本以外が2割弱となっています。

### 東日本大震災への復興支援

#### 当社の被災地支援状況

被災地の復興に役立てていただくため、日本赤十字社を通じた義援金の拠出、ガソリンなど石油製品をはじめとした支援物資の提供や、電力不足に対応するための原油・LNGの追加供給を行いました。

#### 被災地でのボランティア活動

当社は、当社従業員による被災地でのボランティア活動を支援しています。活動に関わる交通費、宿泊費、道具代を会社負担とし、ボランティア休暇付与のもと、7月には東京本社地区31名の従業員が岩手県陸前高田市で、瓦礫撤去、畑の掃除、草刈り等を行いました。



陸前高田市におけるボランティア活動の様子

## 1. 経営体制

### [1] 取締役および取締役会

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

当社の取締役会は、15名で構成され、うち4名は社外取締役です。取締役会は、毎月1回開催するほか、必要に応じて随時開催し、重要な業務執行について審議・決定するほか、取締役の職務の執行を監督しています。

社外取締役は、いずれも当社と同一分野の事業を行う企業の相談役や取締役を兼務していることから、当社取締役が会社法上の競業禁止義務、利益相反取引への適切な対応や情報漏洩防止等に関して、適切な対応を確認する「誓約書」を社外取締役を含む全取締役から受理しています。

### [2] 経営会議および執行役員制度

業務執行に関する意思決定の迅速化の観点から、常勤取締役および役付執行役員を構成メンバーとする「経営会議」を設置し、週1回および適宜開催しています。経営会議では、取締役会に属さない決議事項について機動的な意思決定を行うとともに、取締役会の意思決定に資するための議論を行っています。

また、急速に変化する経営環境および業務の拡大に的確・迅速に対応するため、2008年10月より執行役員制度を導入しており、業務執行体制を明確化し、機動的かつ効率的な経営体制の強化を図っています。

### [3] 監査役会および監査役

当社は監査役制度を採用しています。5名で監査役会を構成し、うち4名は社外監査役です。

監査役は、取締役会や経営会議に出席するとともに、担当部署からのヒアリングや報告等を通じて取締役の職務の執行を監査しています。また、会計監査人から年

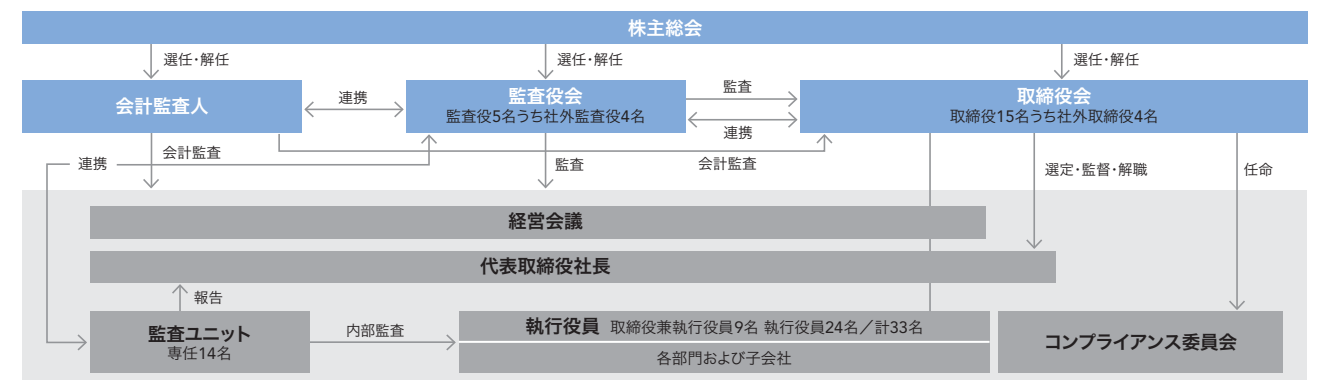
### コーポレート・ガバナンス体制の概要

- 組織形態……………監査役設置会社
- 外国人持株比率(2011年3月末現在)……………40.2%
- 取締役定款上の員数……………16名  
人数(うち社外取締役)……………15名(4名)  
任期……………2年
- 監査役定款上の員数……………5名  
人数(うち社外監査役)……………5名(4名)  
任期……………4年
- ライツプラン等の買収防衛策……………無
- その他……………経済産業大臣に対して甲種類株式を発行

6回および随時監査に関する報告等を受けており、さらに、常勤監査役が内部監査部門(監査ユニット)から内部監査や内部統制評価の状況について年5~6回および適宜報告を受けられるよう会合を定例化しています。

監査役機能を強化し、コーポレート・ガバナンスの実効性を確保するために、監査役補助職の充実や、上記のような監査役と監査ユニットおよび会計監査人による定期的な会合を通じた連携を図っています。また、代表取締役および取締役との定期的な会合等を通じてモニタリング機能を強化する体制を構築しています。

### 当社のコーポレート・ガバナンス体制図





## [4] 会計監査および監査報酬

当社は、会社法および金融商品取引法に基づく会計監査を新日本有限責任監査法人より受けています。なお、監査報酬は、監査計画・監査日数等を総合的に勘案し、監査役会の同意を得た上で決定しています。

監査公認会計士等に対する報酬の内容(2011年3月期)

会計監査法人名	新日本有限責任監査法人
業務を執行した公認会計士の氏名	遠藤 健二、古杉 裕亮、高橋 聡
会計監査業務に係る補助者の構成	公認会計士:12名、会計士補等:12名、その他:16名
監査証明業務に基づく報酬	当社:137百万円、連結子会社:80百万円
非監査業務に基づく報酬	当社:39百万円、連結子会社:6百万円

## 2. 社外役員との独立性と役員報酬

### [1] 社外取締役・社外監査役の独立性

社外取締役の選任にあたっては、独立性の観点に加え、経営判断の妥当性の評価、監督機関としての実効性、専門性、客観性等を考慮することが重要と考えています。

当社の社外取締役4名は、それぞれエネルギー業界において長年の経験と幅広い見識を有しています。一方、社外取締役4名は、いずれも当社株主であり当社と同一分野の事業を行う企業の相談役や取締役を兼任していることから、競業その他利益相反の可能性について特段の留意が必要と認識しています。そのため、会社法上の競業禁止義務、利益相反取引への適切な対処や情報漏洩防止等に関する対応を確認する誓約書を、社内取締役と同様に受理しています。

社外監査役の選任にあたっては、独立性の観点に加え、監督機関としての実効性、専門性等を総合的に考慮することが重要と考えています。

社外監査役4名は、監査役会全5名の半数超にあたります。各社外監査役は、当社の事業や財務および会計等の分野における豊富な経験と知見を有し、それらを当社の監査業務に活かしています。なお、社外監査役のうち1名は、当社と同一分野の事業を行い、また当社株主でもある石油資源開発(株)の取締役を兼任しています。また、一般株主保護の観点から、東京証券取引所より上場会社に対する独立役員確保が義務づけられていますが、当社では、社外監査役の戸恒東人氏を独立役員として届け出しています。

### [2] 役員報酬について

当社の事業である石油・天然ガス開発は、事業に着手してから投資額の回収までに長期間を要するため、短期間の業績を取締役報酬に反映することにはなじまないと考えています。

取締役の報酬等は、役位ごとの職務内容を踏まえて支給される月額報酬(基本報酬)と会社業績を踏まえた賞与から構成され、取締役会にて決定しています。監査役の報酬等は同様に月額報酬(基本報酬)と賞与からなり、監査役の協議にて決定しています。

2011年3月期における取締役および監査役の報酬等の額は以下の通りです。なお、役員報酬制度の在り方について見直した結果、退職慰労金制度を2008年に廃止しています。

取締役会、監査役会への出席状況(2011年3月期)

	氏名	出席状況
社外取締役	若杉 和夫	取締役会17回中17回
	香川 幸之	取締役会17回中13回
	加藤 晴二	取締役会14回中11回
	平井 茂雄	取締役会17回中14回
社外監査役	戸恒 東人	取締役会17回中15回 監査役会15回中15回
	角谷 講治	取締役会14回中14回 監査役会11回中11回
	佐藤 弘	取締役会17回中16回 監査役会15回中14回
	船井 勝	取締役会14回中12回 監査役会11回中11回

取締役および監査役の報酬等(2011年3月期)

役員区分	報酬等の総額(百万円)	報酬等の種類別の総額(百万円)		対象となる役員の数(名)
		基本報酬	賞与	
取締役(社外取締役を除く)	546	448	98	14
監査役(社外監査役を除く)	33	31	2	2
社外役員	68	58	9	9

(注) 1. 当社はストックオプション制度を導入していません。  
2. 当社には退職慰労金制度はありません。  
3. 報酬等の総額には、2011年3月期に係る役員賞与引当金の組入額が含まれています。  
4. 対象となる役員の数には、2010年6月23日開催の第4回定時株主総会終結の時をもって任期満了により退任した取締役3名(うち社外取締役1名)および辞任により退任した監査役2名(うち社外監査役1名)が含まれています。  
5. 2011年3月期末現在の取締役16名中1名に対しては報酬等を支払っていません。

## 3. 内部統制およびコンプライアンス体制

### [1] 内部統制システム

当社は、会社業務が適正かつ効率的に行われるよう、また、損害の発生・拡大を未然に防止できるよう、取締役会や経営会議などによる適切な事業運営と、定款、業務分掌や職務権限、グループ会社管理などの社内規程の整備を行っています。加えて、企業行動憲章の制定、およびその遵守と徹底を図る体制の整備、さらにコンプライアンス体制や内部通報制度、リスクマネジメント体制、内部監査の整備を行っています。

また、当社は、金融商品取引法の内部統制報告制度(2008年4月施行)に基づき、当社およびグループ会社における財務報告に係る内部統制について、監査ユニット内に専門評価チームを編成し、その整備および運用状況の評価を進めています。2011年3月末時点で評価した結果、財務報告に係る内部統制が有効に機能していると判断し、同評価内容を内部統制報告書として監督官庁へ2011年6月に提出しました。なお、監査法人からも当社の内部統制報告書に対する無限定適正意見を受領しています。

### [2] コンプライアンスの実効性向上に向けた取り組み

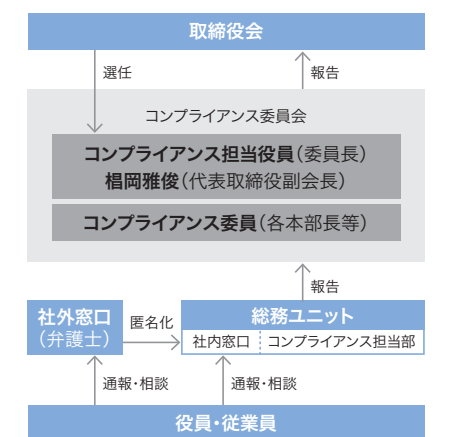
コンプライアンスへの一貫した取り組みを当社全体として推進するため、2006年4月

に代表取締役副会長を委員長(コンプライアンス担当役員)とするコンプライアンス委員会を設置しています。同委員会は、監査役や監査役会、会計監査人、内部監査部門である監査ユニットと連携し、コンプライアンスに関する施策の立案・実施、実施状況のモニタリング、コンプライアンス意識の啓発、違反についての報告受付と調査違反に対する中止勧告などの対応と再発防止策の策定などを行っています。また、同じく2006年4月に公益通報者保護法に準拠した内部通報制度を設置し、当社の役員・従業員を対象に運用しています。通報は匿名で行うこともでき、通報者が不利益な扱いを受けないよう保護を徹底しています。

コンプライアンス教育については、当社の一人ひとりにコンプライアンス活動を実践してもらうことを目的に、「コンプライアンス・マニュアル」および「コンプライアンスQ&A集」を配布しています。また、当社の全役員・従業員を対象に2009年12月に実施したコンプライアンス・アンケートの結果に基づき、2010年3月から7月にかけてコンプライアンス研修を国内で計66回開催しました。この研修では、同アンケートにより判明した課題・改善点を説明するとともに、コンプライアンスの基本的な概念の再認識、主に情報セキュリティに関する意識向上や各種ハラスメントに関する

人権教育などを行いました。このほか、2010年12月には、社内イントラネット上にコンプライアンス委員会ホームページを開設し、また、毎月1回の社内向け情報紙「コンプライアンス通信」を創刊するなど、コンプライアンス意識の底上げを図っています。

コンプライアンス体制図(内部通報制度)



コンプライアンス・マニュアル



コンプライアンスQ&A集



コンプライアンス通信



## 5. 情報開示体制

経営の透明性や経営者のアカウンタビリティを向上させるため、株主や投資家の皆様に向けたIR活動や広報活動、ホームページ等を通じた情報の適時・適切・公平な開示を行っています。

### 1. 株主総会の活性化および議決権行使の円滑化に向けた取り組み状況

	補足説明
株主総会招集通知の早期発送	2011年6月28日に開催した第5回定時株主総会に関し、法定期間より前の同年6月10日に招集通知を発送しました。
電磁的方法による議決権の行使	インターネットによる議決権の行使、また、議決権電子行使プラットフォームを導入しています。
その他	当社ホームページに招集通知等の関係書類を掲載しています(日本語版および英語版(一部))。株主総会当日、議場における開会前の映像資料上映、スライドを用いた事業説明を行っています。



第5回定時株主総会(2011年6月28日開催)



個人投資家向けIRフェア(2011年3月)



個人投資家向け会社説明会(2010年10月、名古屋にて開催)



ホームページ IRサイト

### 2. 投資家コンタクトの充実にに向けた取り組み状況

	補足説明	代表者自身による説明の有無
個人投資家向け定期的説明会を開催	個人投資家向けIRフェア、および証券会社の支店等において会社説明会を開催しています。2011年3月期は、全国6都市でのべ13回の説明会を開催し、合計1,500名を超える方々にご参加いただきました。	あり
アナリスト・機関投資家向け定期的説明会を開催	アナリスト・機関投資家向けの決算説明会を半期毎に開催しています。決算内容や業績予想等について社長ならびに財務経理担当役員より機関投資家・アナリスト約200名に対し説明しています。説明会の模様は、同日中に当社ホームページにて日本語および英語の同時通訳付きで動画配信しています。また、2011年3月期はアナリスト・機関投資家向けの現場見学会を2回(国内および海外)実施しました。	あり
IRミーティング	2011年3月期は、海外IRロードショー、カンファレンス、個別説明などを通じてアナリスト・機関投資家などとのIRミーティングを500回以上実施しました。	あり
IR資料のホームページ掲載	当社ホームページのIRサイトに財務情報、株式情報、説明会資料、個人投資家向けパンフレットや動画などを掲載しています。 <a href="http://www.inpex.co.jp/ir/">http://www.inpex.co.jp/ir/</a>	

## ディスクロージャーポリシーについて

適切な情報開示に向けて、社内規程「会社情報開示規程」を定め、会社全体の情報収集・管理、伝達・開示のプロセスを定めています。同規程に基づくディスクロージャーポリシーの要旨などは以下の通りです。詳細については、当社ホームページ(<http://www.inpex.co.jp/ir/policy.html>)をご参照ください。

### 1. ディスクロージャーの基本方針

当社が発行する有価証券について、株主・投資家の皆様による投資判断に必要かつ十分な会社情報を適時・適切・公平に開示すること、また当社を取り巻く全てのステークホルダーの皆様当社の事業活動をよりご理解いただくため、広報活動を充実させることを基本方針としています。

### 2. 適時開示に係る社内体制

適時開示に係る情報取扱責任者として経営企画本部長を指名し、また、適時開示の実務に係る担当部門として広報・IRユニットを設置しています。経営企画本部長および広報・IRユニットは、開示対象となる情報(決定事実、発生事実、決算情報等)を網羅的に収集し、社内規程に従い取締役会や経営会議にて決議した上で、原則、広報・IRユニットが開示を行います。また、社内規程である内部者取引防止規程に従い、社内の重要な情報の管理の徹底およびインサイダー取引の防止に努めています。当社の会社情報の適時開示に係る社内体制を図に表すと以下の通りです。

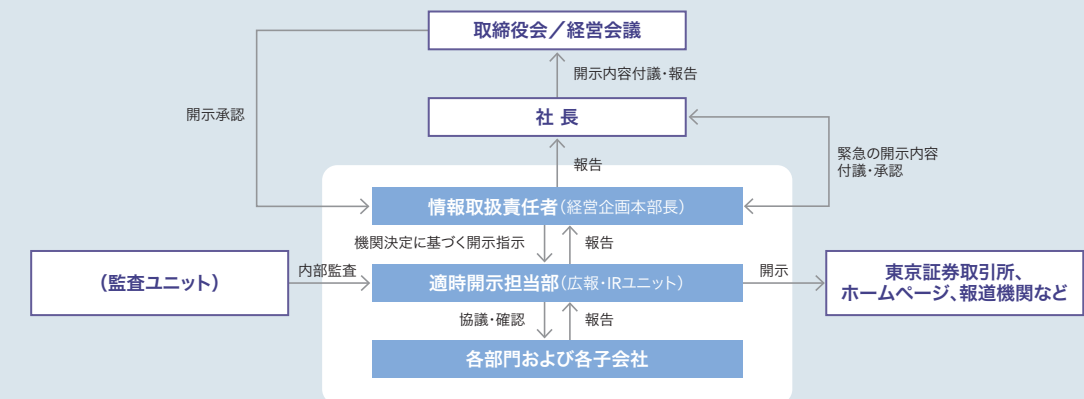
### 3. 沈黙期間(サイレント期間)

決算情報の事前漏洩防止および公平性の確保のため、決算発表(各四半期決算を含む。)日の前2週間を「沈黙期間」とし、当該期間中は、決算に関する取材、質問等への回答を差し控えています。ただし、当該期間中において業績予想の大幅な修正を行う場合には、適宜、情報開示を行います。

### 4. IR活動の体制

代表取締役、担当役員およびIRグループの選任スタッフが国内外の株主や投資家の皆様へ積極的なIR活動を行っています。決算等のIR情報に関するご質問はIRグループ(連絡先は下記)までお問い合わせください。

### 適時開示に係る社内体制図



### 経営企画本部 広報・IRユニット IRグループ

[電話] 03-5572-0234 [IRサイト] <http://www.inpex.co.jp/ir/>  
[インターネットを経由したお問い合わせ] <http://www.inpex.co.jp/ir/inquiries.html>



# 取締役、監査役および執行役員 (2011年6月末現在)

## 取締役および監査役

代表取締役会長	黒田 直樹	Naoki Kuroda
代表取締役副会長	梶岡 雅俊	Masatoshi Sugioka
代表取締役社長	北村 俊昭	Toshiaki Kitamura
取締役	由井 誠二	Seiji Yui
取締役	佐野 正治	Masaharu Sano
取締役	手塚 登	Noboru Tezuka
取締役	菅谷 俊一郎	Shunichiro Sugaya
取締役	村山 昌博	Masahiro Murayama
取締役	伊藤 成也	Seiya Ito
取締役	田中 渡	Wataru Tanaka
取締役	池田 隆彦	Takahiko Ikeda

取締役(非常勤)	若杉 和夫	Kazuo Wakasugi
取締役(非常勤)	香川 幸之	Yoshiyuki Kagawa
取締役(非常勤)	加藤 晴二	Seiji Kato
取締役(非常勤)	平井 茂雄	Shigeo Hirai
常勤監査役	高井 義嗣	Yoshitsugu Takai
常勤監査役	戸恒 東人	Haruhito Totsune
常勤監査役	角谷 講治	Koji Sumiya
監査役(非常勤)	佐藤 弘	Hiroshi Sato
監査役(非常勤)	船井 勝	Masaru Funai

(注)  
 1. 取締役 若杉和夫、同 香川幸之、同 加藤晴二および同 平井茂雄の各氏は、会社法第2条第15号に定める社外取締役です。  
 2. 監査役 戸恒東人、同 角谷講治、同 佐藤弘および同 船井勝の各氏は、会社法第2条第16号に定める社外監査役です。



**由井 誠二**  
 Seiji Yui  
 取締役 専務執行役員  
 アジア・オセアニア・大陸棚事業本部長



**佐野 正治**  
 Masaharu Sano  
 取締役 専務執行役員  
 アメリカ・アフリカ事業本部長



**手塚 登**  
 Noboru Tezuka  
 取締役 専務執行役員  
 ユーラシア・中東事業本部長、アブダビ事業本部長



**菅谷 俊一郎**  
 Shunichiro Sugaya  
 取締役 常務執行役員  
 マセラ事業本部長



**村山 昌博**  
 Masahiro Murayama  
 取締役 常務執行役員  
 財務・経理本部長



**伊藤 成也**  
 Seiya Ito  
 取締役 常務執行役員  
 イクスシ事業本部長



**黒田 直樹**  
 Naoki Kuroda  
 代表取締役会長



**梶岡 雅俊**  
 Masatoshi Sugioka  
 代表取締役副会長  
 技術統括、HSEおよびコンプライアンス担当



**北村 俊昭**  
 Toshiaki Kitamura  
 代表取締役社長



**田中 渡**  
 Wataru Tanaka  
 取締役 常務執行役員  
 総務本部長、経営企画本部長



**池田 隆彦**  
 Takahiko Ikeda  
 取締役 常務執行役員  
 国内事業本部長





**高井 義嗣**  
Yoshitsugu Takai  
常勤監査役



**戸恒 東人**  
Haruhito Totsune  
常勤監査役



**角谷 講治**  
Koji Sumiya  
常勤監査役

## 執行役員

社長	北村 俊昭*	Toshiaki Kitamura
専務執行役員	由井 誠二*	Seiji Yui
専務執行役員	佐野 正治*	Masaharu Sano
専務執行役員	手塚 登*	Noboru Tezuka
専務執行役員	金森 邦夫	Kunio Kanamori
常務執行役員	菅谷 俊一郎*	Shunichiro Sugaya
常務執行役員	村山 昌博*	Masahiro Murayama
常務執行役員	伊藤 成也*	Seiya Ito
常務執行役員	田中 渡*	Wataru Tanaka
常務執行役員	池田 隆彦*	Takahiko Ikeda
常務執行役員	谷川 定文	Sadafumi Tanigawa
常務執行役員	田村 嘉三郎	Kasaburo Tamura
常務執行役員	坂本 明範	Akinori Sakamoto
常務執行役員	山本 一雄	Kazuo Yamamoto
常務執行役員	板野 和彦	Kazuhiko Itano
常務執行役員	宮本 修平	Shuhei Miyamoto
常務執行役員	倉澤 由和	Yoshikazu Kurasawa

執行役員	日俣 昇	Noboru Himata
執行役員	久保 孝	Takashi Kubo
執行役員	川野 憲二	Kenji Kawano
執行役員	金原 靖久	Yasuhisa Kanehara
執行役員	深澤 利彦	Toshihiko Fukasawa
執行役員	太田 博久	Hirohisa Ota
執行役員	山本 幸伯	Yoshinori Yamamoto
執行役員	河合 肇	Hajime Kawai
執行役員	坂元 篤志	Atsushi Sakamoto
執行役員	毛塚 有博	Arihiro Kezuka
執行役員	平山 公也	Kimiya Hirayama
執行役員	佐瀬 信治	Nobuharu Sase
執行役員	矢嶋 慈治	Shigeharu Yajima
執行役員	栃川 哲朗	Tetsuro Tochikawa
執行役員	石井 義朗	Yoshiro Ishii
執行役員	大下 敏哉	Toshiya Oshita

\*取締役を兼務しています



原油・コンデンサートサンプル

# 財務情報/会社関連情報

5.1	過去5年間の主要財務情報	078
5.2	当社特有の会計処理・会計方針について	079
5.3	経営陣による財政状態および経営成績の検討と分析	082
5.4	事業等のリスク	089
5.5	石油・天然ガスの埋蔵量および生産量について	097
5.6	連結財務諸表/連結財務諸表注記	100
5.7	独立監査人の監査報告書	117
5.8	連結子会社および関連会社	118
5.9	石油・天然ガス用語	120
5.10	会社情報	121



# 過去5年間の主要財務情報

国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社  
2007年、2008年、2009年、2010年及び2011年3月31日終了の連結会計年度

	百万円				
3月31日終了の連結会計年度	2007	2008	2009	2010	2011
<b>(損益状況)</b>					
売上高:	¥ 969,713	¥1,202,965	¥1,076,165	¥ 840,427	¥ 943,080
原油	607,401	783,465	650,352	486,921	557,911
天然ガス	332,937	391,091	398,267	326,412	356,247
その他	29,375	28,409	27,546	27,094	28,922
売上原価	343,795	390,554	319,038	298,168	334,833
売上総利益	625,918	812,411	757,127	542,259	608,247
探鉱費	17,689	34,095	25,982	15,711	12,000
販売費及び一般管理費	36,285	48,346	50,683	44,869	44,254
減価償却費	12,867	15,759	17,195	20,011	22,250
営業利益	559,077	714,211	663,267	461,668	529,743
その他収益	60,080	33,090	32,035	21,473	31,176
その他費用	32,894	61,501	79,135	41,114	52,332
法人税等及び少数株主損益調整前当期純利益	586,263	685,800	616,167	442,027	508,587
法人税等	413,239	491,349	470,378	325,126	368,697
少数株主利益	7,932	21,205	726	9,691	11,191
当期純利益	165,092	173,246	145,063	107,210	128,699
<b>(財政状況)</b>					
流動資産	474,124	565,111	411,110	492,855	492,932
有形固定資産	219,227	254,481	297,636	358,094	379,862
無形固定資産	265,822	265,481	253,681	239,205	249,111
投資その他の資産	648,934	722,828	805,618	923,624	1,558,475
資産合計	1,608,107	1,807,901	1,768,045	2,013,778	2,680,380
流動負債	266,248	325,286	206,059	227,905	254,729
固定負債	261,843	243,802	199,925	295,270	328,268
純資産	1,080,016	1,238,813	1,326,061	1,490,603	2,097,383
<b>(キャッシュ・フロー)</b>					
営業活動によるキャッシュ・フロー	231,982	363,995	230,352	241,373	274,094
投資活動によるキャッシュ・フロー	(209,243)	(261,767)	(240,168)	(251,812)	(844,511)
財務活動によるキャッシュ・フロー	13,794	(45,228)	(46,090)	68,937	548,057
現金及び現金同等物の期末残高	¥ 189,417	¥ 222,270	¥ 162,845	¥ 216,395	¥ 182,025
<b>(1株当たり情報)</b>					
1株当たり当期純利益(円)	¥ 70,423.45	¥ 73,510.14	¥ 61,601.60	¥ 45,553.56	¥ 40,832.40
1株当たり純資産(円)	436,467.92	491,168.09	540,100.10	589,548.88	546,958.90
1株当たり配当額(円)	¥ 7,000.00	¥ 7,500.00	¥ 8,000.00	¥ 5,500.00	¥ 6,000.00
<b>(財務指標)</b>					
純有利子負債／純使用総資本(%) <sup>*1,2</sup>	(18.6)%	(36.1)%	(31.2)%	(30.6)%	(48.9)%
自己資本比率(%) <sup>*3</sup>	64.0	64.0	71.9	68.9	74.5
D/Eレシオ(%) <sup>*4</sup>	24.2 %	16.8 %	12.9 %	17.3 %	13.7 %

\*1 純有利子負債＝有利子負債－現金及び現金同等物－現金同等物外の定期預金－国債・地方債・社債など(時価のあるもの)

\*2 純有利子負債／純使用総資本＝純有利子負債／(純資産＋純有利子負債)

\*3 自己資本比率＝(純資産－少数株主持分)／総資産

\*4 D/Eレシオ＝有利子負債／(純資産－少数株主持分)

# お読みいただく前に

## ～当社特有の会計処理・会計方針について

### 契約形態ごとの会計処理

当社グループの売上高及び利益の大部分は石油・天然ガス開発事業によるものです。石油・天然ガス開発事業では、主に生産分与契約とコンセッション契約(国内における鉱業権ならびに海外におけるパーミット、ライセンスまたはリースを含む)という2種類の契約に基づいて事業を行っております。

#### 1. 生産分与契約

一社又は複数の石油・天然ガス開発会社がコントラクターとして、産油国政府や国営石油会社から探鉱・開発のための作業を自身のコスト負担で請け負い、コストの回収分及び報酬を生産物で受け取ることを内容とする契約です

#### 生産分与とコスト回収

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

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

損益計算書上の会計処理は以下の通りです。

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

#### 生産分与契約における回収対象のコスト

##### 探鉱コスト

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

##### 開発コスト

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

##### 生産コスト

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

##### 管理費

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

##### 利息

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

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

#### 生産分与契約における回収対象外のコスト

##### 権益取得コスト

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



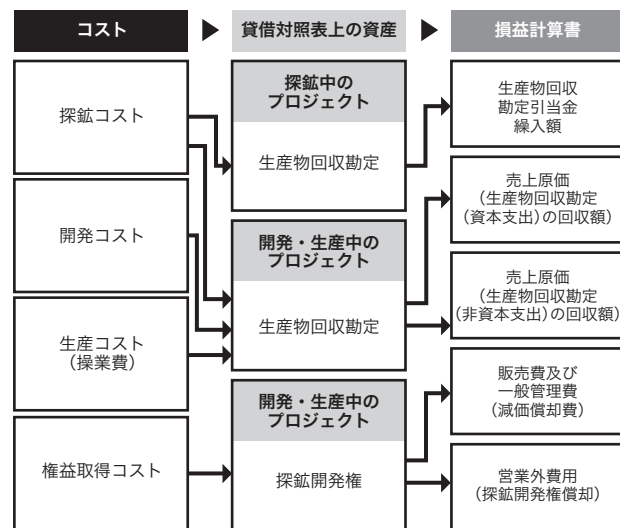
## 2. コンセッション契約

産油国政府・国営石油会社等から契約または認可により鉱業権(日本における鉱業権並びに海外におけるパーミット、ライセンスまたはリースを含む。)が石油会社に直接付与される契約です。石油会社は自ら投資してそこから得られる原油・天然ガスの処分権を持ち、売上からロイヤリティ、税金等の形で産油国へ還元します。

### 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。

生産分与契約の会計処理



### 探鉱コスト

探鉱コストのうち当社分については、発生時に全額費用計上しております。

### 開発コスト

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

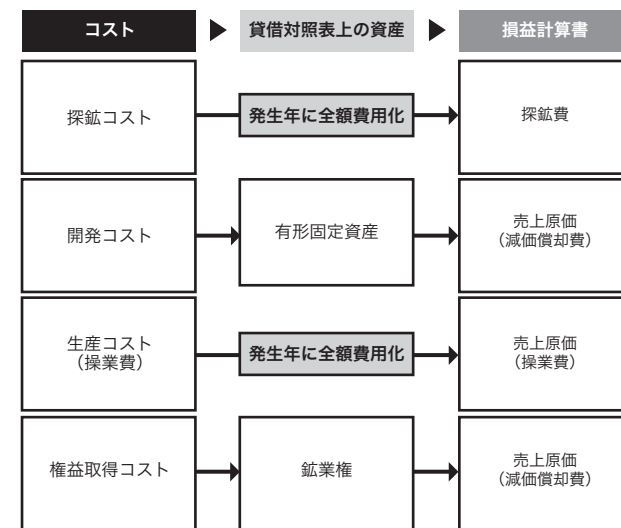
### 生産コスト

生産段階において発生する操業費の当社分は、売上原価に計上しております。

### 管理費

当社シェア分の管理費は、発生時に費用計上しております。

コンセッション契約の会計処理



## 重要な会計方針と会計上の見積り

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

見積りの対象となる事象の不確実性が高い場合、あるいは、別の合理的な見積りの使用や合理的な見積りの変更により財政状態や経営成績に重大な影響を及ぼす場合、これらの見積

り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及び会計上の重要な見積りは以下の通りです。

### ■生産物回収勘定引当金

当社グループでは探鉱、開発、生産段階で発生するコストについて、当該生産分与契約において回収可能と定められていれば、生産物回収勘定として計上しております。探鉱プロジェク

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

### ■生産高比例法による償却

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

### ■資産除去債務

石油・天然ガス生産施設等について、産油国政府との石油契約や現地法令等に基づく当該生産施設等の撤去等の廃鉱義務を有する場合、操業終了時に負担する費用を合理的に見積り、資産除去債務を計上しております。当社グループの除去費用の現在価値に対する見積りは妥当であると考えておりますが、除去費用の現在価値の見積りの変更があれば将来の業績に影響を及ぼす可能性があります。

### ■探鉱会社への出資に対する引当金

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

### ■探鉱事業引当金

探鉱段階の連結子会社による探鉱事業費用に備えるため、探鉱投資計画に基づき、当連結会計年度末において必要と認められる金額を計上しております。当社グループの探鉱投資計画に基づく評価は妥当であると考えておりますが、計画の変更があった場合には将来の業績に影響を及ぼす可能性があります。

### ■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、未払外国税および減価償却費償却超過額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。一時差異のうち、将来の税金負担金額を軽減させる回収可能性が低いと判断された場合は評価性引当として繰延税金資産から控除します。また、評価性引当計上の際には、外国税額控除の影響を考慮に入れております。繰延税金資産の回収可能性を認識するためには、当社グループが十分な課税所得を発生させる合理的な見積りが必要となります。販売価格の下落や為替相場の変動、生産量の減退などによって将来の課税所得が予想を下回るような場合は、繰延税金資産の計上について見直す必要があります。

### ■退職給付費用

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

### ■のれん

取得原価と公正価値による純資産額との差額はのれんとして、20年を超えない期間にわたって均等償却されております。



# 経営陣による財政状態および経営成績の検討と分析

## 経営環境

2011年3月期における我が国経済は、企業収益の改善や設備投資に持ち直しの動きがみられたほか、輸出が堅調に推移し、自立的な回復へ向かいつつありましたが、期の半ばには輸出の伸びが鈍化するなど足踏み状態が続きました。更には、2011年3月の東日本大震災の影響により、景気の先行きが懸念される状況となりました。

このような事業環境の中、当社グループの業績に大きな影響を及ぼす国際原油価格は、代表的な指標であるWTI(期近もの終値ベース)で1バレル当たり84.87米ドルから始まり、ギリシャ危機に端を発する欧州の信用不安を背景に、原油需要の後退観測が広がり、5月下旬に70米ドルを割る水準まで値を下げる局面はあったものの、その後上昇基調に転じました。夏場以降は、米国近海で発生したハリケーン等の影響で原油供給懸念が高まったこと、および米国の経済指標が堅調であったことなどから、12月末には90米ドル前後の水準となりました。年明け後は2月半ば以降の北アフリカ・中東情勢の緊迫化により値を上げ、3月上旬には100米ドルを突破し、106.72米ドルで当期を終えております。また、国内におきましても、原油・石油製品価格は国際原油価格の変動に追従する形で推移いたしました。これらを反映して、当期の原油の当社グループ販売平均価格は、前期に比べ、1バレル当たり15.94米ドル上昇し、84.34米ドルとなり

## 業績概況

### 売上高

2011年3月期の売上高は、天然ガス販売量が減少したことに加え、期中平均為替レートが円高に推移したことによる減収要因があったものの、油価及びガス価が上昇したことが寄与して、2010年3月期の8,404億円から1,027億円、12.2%増の9,431億円となりました。このうち原油売上高は2010年3月期の4,869億円から710億円、14.6%増の5,579億円、天然ガス売上高は2010年3月期の3,264億円から298億円、9.1%増の3,562億円となりました。その他の売上高は2010年3月期の271億円から18億円、6.7%増の289億円となりました。

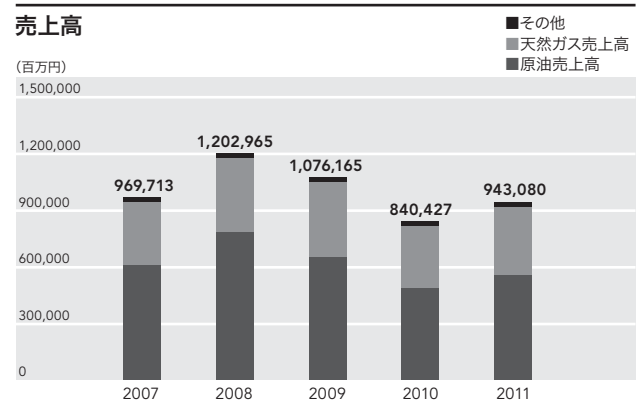
販売数量は、原油が2010年3月期から前期比556千バレル、0.7%増の76,651千バレルとなりました。これは主に、ACG油田で販売量が減少したものの、ヴァンゴッホ油田の生産開始により増加したことによるものです。天然ガスは、2010年3月期から18Bcf、4.2%減の401Bcfとなりました。このうち、海外天然ガスは、主にマハカム沖鉦区の販売量減少により2010年3月期に比べ18Bcf、5.1%減の337Bcfとなり、国内天然ガスは、2010年3月期に比べ15百万m<sup>3</sup>、0.9%増の1,722百万m<sup>3</sup>、立方フィート換算では64Bcfとなっております。海外原油売上の平均価格は1バレル当たり15.94米ドル、23.3%上昇し、84.34米ドルとなりました。海外天然ガス売

ました。

一方、業績に重要な影響を与えるもう一つの要因である為替相場ですが、当期は1米ドル93円台で始まった後、円高基調で推移しました。米国では、6月頃から不冴えな経済指標が相次ぐ中、FOMC声明文では景気後退の認識が示され、バーナンキFRB議長からは「米経済は異常に不透明」との発言がなされました。斯かる状況下、市場では米国金融緩和期待が高まり、米国金利は長短共に低下、円は対米ドルでじり高に推移しました。その後、9月には日銀による単独為替介入が実施されましたが影響は限定的となり、10月下旬には81円割れまで円高が進行しました。11月のFOMCで量的緩和第二弾が発表されると、市場では一転して過度の金融緩和期待が和らぎ、円の上昇が一服する局面もありましたが、3月に東日本大震災が発生すると、対外資産の売却による円資金調達の思惑から円は急伸、史上最高値となる76円25銭を示現しました。その後は、G7による為替協調介入が実施されたことから、再び80円台に値を戻し、期末公示仲値(TTM)は前期末から9円89銭円高の83円15銭となりました。これらの結果、売上高の平均為替レートは前期比6円98銭、7.5%円高の85円66銭となりました。

上の平均価格は千立方フィート当たり9.10米ドルとなり、前期比1.67米ドル、22.5%の上昇となりました。なお、国内天然ガスの平均価格は立方メートル当たり41円73銭となり、前期比4円68銭、12.6%の上昇となっております。

売上高の増加額1,027億円を要因別に分析いたしますと、販売数量の減少により78億円の減収、平均単価の上昇により1,771億円の増収、売上の平均為替レートが円高となったことにより684億円の減収、その他の売上高が18億円の増収となりました。

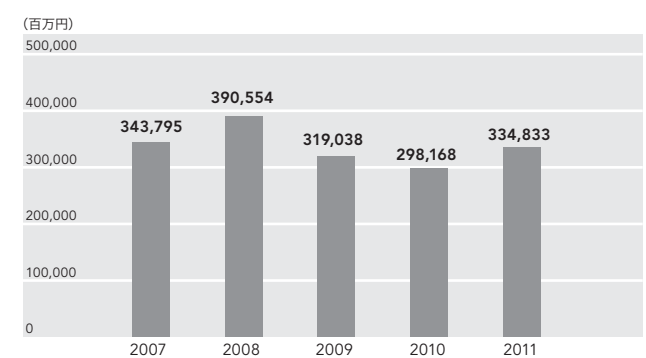


3月31日終了の連結会計年度	(百万円、%)			
	2010	2011	増減	増減率
売上高:	¥840,427	¥943,080	¥102,653	12.2%
原油	486,921	557,911	70,990	14.6
天然ガス	326,412	356,247	29,835	9.1
その他	27,094	28,922	1,828	6.7
売上原価	298,168	334,833	36,665	12.3
売上総利益	542,259	608,247	65,988	12.2
探鉱費	15,711	12,000	(3,711)	(23.6)
販売費及び一般管理費	44,869	44,254	(615)	(1.4)
減価償却費	20,011	22,250	2,239	11.2
営業利益	461,668	529,743	68,075	14.7
その他収益:	21,473	31,176	9,703	45.2
受取利息	4,354	4,110	(244)	(5.6)
受取配当金	9,476	5,722	(3,754)	(39.6)
持分法による投資利益	—	4,934	4,934	—
持分変動利益	—	3,644	3,644	—
権益譲渡収入	—	7,334	7,334	—
その他	7,643	5,432	(2,211)	(28.9)
その他費用:	41,114	52,332	11,218	27.3
支払利息	1,275	1,074	(201)	(15.8)
持分法による投資損失	1,920	—	(1,920)	(100.0)
貸倒引当金繰入額	—	9,133	9,133	—
生産物回収勘定引当金繰入額	6,028	11,481	5,453	90.5
探鉱事業引当金繰入額	8,595	3,082	(5,513)	(64.1)
探鉱投資引当金繰入額	5,408	—	(5,408)	(100.0)
資産除去債務会計基準の適用に伴う影響額	—	1,555	1,555	—
為替差損	13,264	11,540	(1,724)	(13.0)
その他	4,624	14,467	9,843	212.9
法人税等及び少数株主損益調整前当期純利益	442,027	508,587	66,560	15.1
法人税等	325,126	368,697	43,571	13.4
少数株主損益調整前当期純利益	—	139,890	—	—
少数株主利益	9,691	11,191	1,500	15.5
当期純利益	¥107,210	¥128,699	¥21,489	20.0%

### 売上原価

2011年3月期の売上原価は、2010年3月期の2,982億円から366億円、12.3%増加の3,348億円となりました。これは主に国内における天然ガス買入高の増加や、ヴァンゴッホ油田の生産開始に伴う減価償却費の増加によるものです。

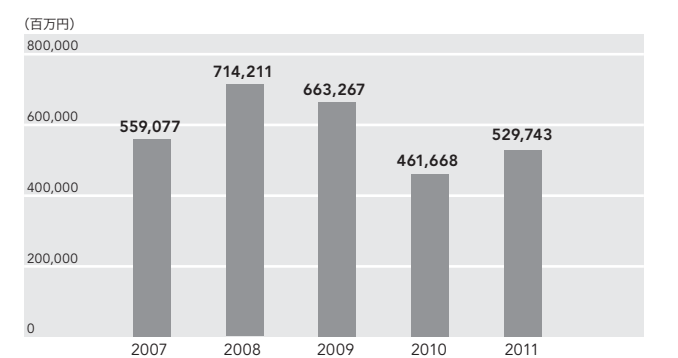
### 売上原価



### 探鉱費

2011年3月期の探鉱費はブラジル等米州地域で増加したものの、その他の地域で減少したことにより、2010年3月期の157億円から37億円、23.6%減の120億円となりました。

### 営業利益





## 販売費及び一般管理費

2011年3月期の販売費及び一般管理費は、油価上昇に伴いバユ・ウーダンにかかる東チモールの租税が増加したものの、ACG原油の輸送費が販売量減に伴い減少したことにより、2010年3月期の449億円から6億円、1.4%減の443億円となりました。

## 減価償却費

2011年3月期の減価償却費は、国内のパイプライン償却費やACG鉱区参加権益の追加取得による探鉱開発権の償却費の増加により、2010年3月期の200億円から23億円、11.2%増加の223億円となりました。なお、コンセッション契約の生産施設等の減価償却費は売上原価に計上しております。また、当社グループの生産分与契約の会計処理においては、有形固定資産及びその減価償却費として計上せずに、資本支出を生産物回収勘定に資産計上して、生産分与契約に基づき算定された当該年度の回収額を売上原価に計上しております。

## 営業利益

以上の結果、2011年3月期における営業利益は、2010年3月期の4,617億円から680億円、14.7%増加の5,297億円となりました。

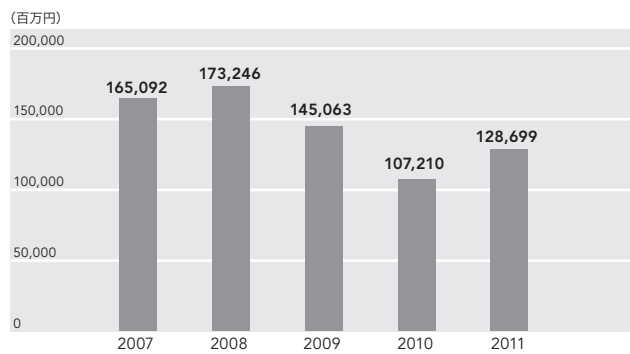
## その他収益

2011年3月期のその他収益は、2010年3月期の215億円から97億円、45.2%増加の312億円となりました。これは主に、権益譲渡収入の計上や持分法による投資利益の増加によるものです。

## 財政状況

2011年3月期末の総資産は、2010年3月期末の2兆138億円から6,666億円、33.1%増加の2兆6,804億円となりました。このうち流動資産は、売掛金の増加等があったものの、現金及び現金同等物の

### 当期純利益



## その他費用

2011年3月期のその他費用は、2010年3月期の411億円から112億円、27.3%増加の523億円となりました。これは主にアザデガン油田からの撤退等に伴う貸倒引当金繰入額及び生産物回収勘定引当金繰入額の増加によるものです。

## 法人税等

2011年3月期の法人税等は、2010年3月期の3,251億円から436億円、13.4%増加の3,687億円となりました。これは主に売上高増加に伴う外国法人税の増加によるものです。なお、法人税のほとんどは海外で納めており、税負担率の高い地域があることに加え、日本国内で発生した費用は控除対象にならないことから、外国税額控除制度の適用はあるものの法人税等負担率が72.5%と高くなっております。

## 少数株主利益

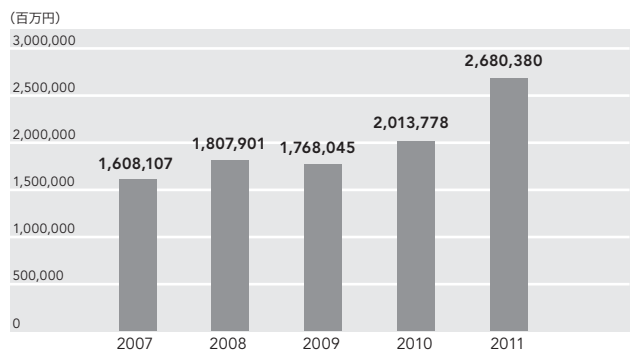
2011年3月期の少数株主利益は、2010年3月期の97億円から15億円、15.5%増加の112億円となりました。

## 当期純利益

以上の結果、2011年3月期の当期純利益は、2010年3月期の1,072億円から215億円、20.0%増加の1,287億円となりました。

減少等により、2010年3月期末の4,929億円から横ばいとなり、固定資産は、主に投資有価証券、有形固定資産ならびに生産物回収勘定の増加により、2010年3月期末の1兆5,209億円から6,665億円、

### 総資産



43.8%増加の2兆1,874億円となりました。

一方、負債は、2010年3月期末の5,232億円から598億円、11.4%増加の5,830億円となりました。このうち流動負債は、未払法人税等の増加や資産除去債務の計上により、2010年3月期末の2,279億円から268億円、11.8%増加の2,547億円となり、固定負債は、長期借入金の増加等により、2010年3月期末の2,953億円から330億円、11.2%増加の3,283億円となりました。

純資産は、2010年3月期末の1兆4,906億円から6,068億円、

## 投資及び資金の調達

### ■原油・天然ガスプロジェクトへの投資

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

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

2010年3月期及び2011年3月期のセグメント別の投資額(金利相当額を除く)は以下の通りとなっております。

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

\* ジャパン石油開発株式会社の持分法適用関連会社分を含む。

40.7%増加の2兆974億円となりました。このうち株主資本は、新株式発行により資本金が2,608億円、資本剰余金が2,608億円増加したことにより、2010年3月期末の1兆3,800億円から6,323億円、45.8%増加の2兆123億円となりました。その他の包括利益累計額は、2010年3月期末の75億円から229億円の減少で△154億円となり、少数株主持分は、2010年3月期末の1,031億円から26億円、2.5%の減少で1,005億円となりました。

- なお、探鉱投資及び開発投資の定義ならびに以下の表の作成に使用した基準は、米国財務会計基準編纂書932「採取活動-石油及びガス」(Topic 932)が規定する基準とは異なっております。当社グループが採用する会計方針とTopic 932の基準とは、以下のような相違がありますが、以下の記載項目に限定されるものではありません。
- 以下の表では、ノンオペレーターのプロジェクトの投資の場合、生産分与契約の共同勘定への送金時に投資額をコストとして計上しておりますが、Topic 932では発生主義で計上するよう定めています。
- 以下の表の投資などはオペレーターからのレポートの定義に基づいておりますが、この定義はTopic 932に則っていない可能性があります。
- Topic 932では、探鉱、開発活動に直接関係しない管理費は、探鉱投資及び開発投資から控除するよう規定していますが、当社グループの場合、このような管理費が探鉱投資及び開発投資から必ずしも控除されているわけではありません。



(百万円)						
2011年3月31日終了の連結会計年度	日本	アジア・オセアニア	ユーラシア(欧州・NIS諸国)	中東・アフリカ	米州	合計
<b>国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社</b>						
探鉱投資	¥ 727	¥ 18,847	¥ 517	¥ 3,965	¥ 8,474	¥ 32,530
開発投資	3,741	97,080	64,108	19,830	2,270	187,029
小計*	4,468	115,927	64,625	23,795	10,744	219,559
その他投資	21,225	—	—	9	—	21,234
合計	25,693	115,927	64,625	23,804	10,744	240,793
<b>持分法適用関連会社</b>						
探鉱投資	—	—	—	355	296	651
開発投資	—	385	—	650	2,068	3,103
合計	¥ —	¥ 385	¥ —	¥ 1,005	¥ 2,364	¥ 3,754

\* ジャパン石油開発株式会社の持分法適用関連会社分を含む。

2011年3月期の投資などの合計額は2,408億円となり、2010年3月期の2,817億円から409億円、14.5%の減少となりました。これは、国内のその他投資の減少に加え、アジア・オセアニア地域の南ナトゥナ海B鉱区、マハカム沖鉱区における開発投資が減少したことによるものです。

2010年3月期及び2011年3月期のセグメント別の操業費は以下の通りとなっております。

(百万円、%)				
3月31日終了の連結会計年度	2010		2011	
日本	¥ 9,324	10.2%	¥ 8,534	10.5%
アジア・オセアニア	48,888	53.3	44,911	55.3
ユーラシア(欧州・NIS諸国)	7,099	7.7	4,409	5.4
中東・アフリカ	21,192	23.1	20,084	24.7
米州	5,189	5.7	3,332	4.1
合計	¥91,692	100.0%	¥81,270	100.0%

#### ■石油・天然ガスプロジェクトの権益取得による支出

2010年3月期及び2011年3月期の石油・天然ガスプロジェクトのセグメント別の権益取得による支出は以下の通りとなっております。権益取得による支出には、鉱業権及び探鉱開発権の取得費用、サイン・ボーナス、新規権益取得により増加した生産物回収勘定または有形固定資産が含まれます。

(百万円、%)				
3月31日終了の連結会計年度	2010		2011	
<b>国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社</b>				
アジア・オセアニア	¥292	42.2%	¥ —	—%
ユーラシア(欧州・NIS諸国)	—	—	28,446	100.0
中東・アフリカ	384	55.6	—	—
米州	15	2.2	—	—
合計	691	100.0	28,446	100.0
<b>持分法適用関連会社</b>				
アジア・オセアニア	—	—	—	—
中東・アフリカ	—	—	—	—
米州	—	—	—	—
合計	¥ —	—%	¥ —	—%

2011年3月期の権益取得による支出はユーラシア地域の増加により284億円となり、2010年3月期の7億円から277億円の増加となりました。

#### ■生産物回収勘定の分析

生産分与契約のプロジェクトでは、探鉱段階、開発段階ならびに生産段階で発生する作業費の当社持分がすべて生産物回収勘定に計上されます。2010年3月期及び2011年3月期の生産物回収勘定の増減の内訳は以下の通りとなっております。

(百万円)		
3月31日終了の連結会計年度	2010	2011
期首残高	¥453,922	¥514,646
加算：探鉱コスト	10,085	23,990
開発コスト	146,028	120,997
操業費	54,938	43,819
その他	2,671	2,820
減算：生産物回収勘定(資本支出)の回収額	45,653	50,817
生産物回収勘定(非資本支出)の回収額	107,075	95,665
その他	270	25,459
期末残高	514,646	534,331
生産物回収勘定引当金(期末残高)	¥ (94,892)	¥ (96,880)

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。

2011年3月期の探鉱コストは2010年3月期と比べ増加しました。これは主にインドネシアにおける探鉱投資が前期と比べ増加したことによるものです。

2011年3月期の開発コストは2010年3月期と比べ減少しました。これは主にACG油田への開発投資が増加したものの、南ナトゥナ海B鉱区、マハカム沖鉱区における開発投資が減少したことによるものです。

2011年3月期の操業費は2010年3月期と比べマハカム沖鉱区等で減少しました。

2011年3月期のコスト回収は、2010年3月期と比べ減少しました。これは主に南ナトゥナ海B鉱区のコスト回収額の減少によるものです。

また、減算のその他は鉱区撤退に伴う生産物回収勘定の減少等によるものです。

2011年3月期末の生産物回収勘定引当金残高は2010年3月期末と比べ増加しました。これは主にインドネシアにおける探鉱投資により増加した生産物回収勘定に対する引当額の増加によるものです。

#### ■資金の調達及び流動性

石油・天然ガスの探鉱・開発活動および国内のパイプライン・LNG受入基地等供給インフラ整備・拡充においては多額の資金を必要とするため、内部留保による手許資金のほかに、外部からも資金を調達しております。探鉱資金については手許資金および外部からの出資により、また、開発資金およびパイプライン・LNG受入基地等建設資金については手許資金および借入により調達することを基本方針としております。現在、開発資金借入については国際協力銀行および市中銀行からの協調融資を受けており、協調融資に関しては、独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構の保証制度を活用しています。また、国内のパイプライン・LNG受入基地等建設資金借入については、日本政策投資銀行および市中銀行からの融資を受け

ております。なお、2011年3月期においては、財務基盤の強化のため公募増資により約5,200億円の資金調達を実施致しました。また、イクシスプロジェクトでは、プロジェクトファイナンスによる資金調達を検討しております。

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



## 事業等のリスク

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

また、本項の記載中、将来に関する事項については、別途記載する場合を除いて2011年6月29日時点での当社グループの判断であり、当該時点以後の社会経済情勢等の諸状況により変更されることがあります。

### 1. 石油・天然ガス開発事業の特徴及びリスクについて

#### (1) 探鉱・開発・生産に成功しないリスク

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

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

なお、開発プロジェクトの投資であっても、個別のプロジェクトの状況から回収できない可能性がある場合は、個別に回収可能性を勘案し、引当金を計上しています。

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

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

#### (2) 原油・コンデンセート、LPG及び天然ガスの埋蔵量

##### ① 確認埋蔵量(proved reserves)

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

当社グループ(持分法関連会社分を含む)の原油、コンデンセート、LPG及び天然ガスの確認埋蔵量については「P97 石油・天然ガスの埋蔵量および生産量について」をご参照下さい。

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

当社は、米国証券取引委員会規則に基づく確認埋蔵量のほかに、石油技術者協会(SPE)、世界石油会議(WPC)、米国石油地質技術者協会(AAPG)及び石油評価技術者協会(SPEE)の4組織により策定されたPetroleum Resources Management System 2007(PRMS)に基づく当社グループの推定埋蔵量及び予想埋蔵量の評価を実施しました。なお、確認埋蔵量と同様、今後の開発投資が巨額であり、将来の業績への影響が大きいと考えられるプロジェクトについては、米国の独立石油エンジニアリング会社であるDeGolyer and MacNaughtonに依頼しました。推定埋蔵量の定義は、4組織により策定されたPRMSの指針に従い、確認埋蔵量の範疇には入らない埋蔵量のうち、地質的・工学的データに基づき、確認埋蔵量より回収の可能性が低く、予想埋蔵量よりも回収が確実と

#### ■長期借入金の返済予定

2011年3月31日現在で計画されている長期借入金の返済予定は以下の通りとなっております。

3月31日終了の連結会計年度	(百万米ドル、百万円)		
	負債の通貨		
	米ドル	円	換算額
2012年	\$ —	¥ 4,281	¥ 4,281
2013年	—	4,662	4,662
2014年	—	3,757	3,757
2015年	—	5,609	5,609
2016年	—	5,128	5,128
2017年以降	2,286.8	59,405	249,550
合計	\$2,286.8	¥82,842	¥272,987

#### ■キャッシュ・フローの状況

2010年3月期及び2011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日終了の連結会計年度	(百万円)	
	2010	2011
営業活動によるキャッシュ・フロー	¥ 241,373	¥ 274,094
投資活動によるキャッシュ・フロー	(251,812)	(844,511)
財務活動によるキャッシュ・フロー	68,937	548,057
現金及び現金同等物の期末残高	¥ 216,395	¥ 182,025

#### 営業活動によるキャッシュ・フロー

2011年3月期の営業活動の結果得られた現金は2,741億円となり、2010年3月期の2,414億円から327億円の増加となりました。これは原油・天然ガスの販売単価が上昇したことから、法人税等及び少数株主損益調整前当期純利益が増加したことによるものです。

#### 投資活動によるキャッシュ・フロー

2011年3月期の投資活動の結果使用した現金は8,445億円となり、2010年3月期の2,518億円から5,927億円の増加となりました。これは生産物回収勘定(資本支出)の支出が減少したものの、投資有価証券の取得による支出が増加したことによるものです。

### 2012年3月期の業績見通し(2011年8月3日公表)

2012年3月期の見通しにつきましては、売上高では、2011年3月期に比べ1,149億円、12.2%増収の1兆580億円を見込んでおり、営業利益は、2011年3月期から673億円、12.7%増益の5,970億円、法人税等及び少数株主損益調整前当期純利益は、2011年3月期から764億円、15.0%増益の5,850億円、当期純利益では、2011年3月期から113億円、8.8%増益の1,400億円となる見込みです。

売上高については、油価想定を2011年3月期に対し油価高としていることにより増収の見込みとなっており、営業利益・法人税等及び少数株主損益調整前当期純利益・当期純利益につきましても、いずれも増益となる見込みです。

なお上記見通しは、油価(ブレント)は、通期平均で1バレル当たり100.5米ドル、為替レートは、年度を通じて1米ドル80.4円として算出しております。

#### 財務活動によるキャッシュ・フロー

2011年3月期の財務活動の結果得られた現金は5,481億円となり、2010年3月期の689億円から4,792億円の増加となりました。これは、主に株式の発行による収入によるものです。



産天然ガスの生産に加えて、一部海外からの輸入LNG気化ガスを原料ガスとして購入していますが、輸入LNG気化ガスの購入先である都市ガス事業者等における事故、トラブルなどにより輸入LNG気化ガスの調達ができない場合には、当社顧客への供給に支障をきたすなど、当社の国内天然ガス事業に悪影響を及ぼす可能性があります。

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

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

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

## (2) 外国為替の変動が与える業績への影響

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

が存在しており、これらのリスクに的確に対応できない場合には、当社グループの業績に影響を及ぼす可能性があります。

## (5) 共同事業

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

また、共同事業の参加者は原則として、その保有権益の比率に応じて共同事業遂行のための資金負担をしますが、一部パートナーが資金負担に応じられない場合などには、プロジェクトの遂行に影響を及ぼす可能性があります。

## (6) 災害・事故等のリスク

石油・天然ガス開発事業には、探鉱、開発、生産、輸送等の各段階において操業上の事故や災害等が発生するリスクがあります。このような事故や災害等が生じた場合には、保険により損失補填される場合を除き設備の損傷によるコストが生じ、更には、人命にかかわる重大な事故又は災害等となる危険性があり、その復旧に要する費用負担や操業が停止することによる機会損失等が生じることがあります。国内天然ガス事業においては、2010年1月以降、従来からの国

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

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

① 海外事業における大部分の天然ガスの販売価格は、油価に連動していますが正比例していません。

② 売上・利益は売上計上時の油価・天然ガス価格を基に決定されているため、実際の取引価格と期中の平均油価は必ずしも一致しません。

LNGプロジェクトの開発には巨額な投資が必要であり、経済金融情勢の変化によっては資金調達の内容に影響を及ぼす可能性があります。資源の発見後、生産及び販売開始までの開発過程において、政府の許認可の取得の遅延またはその変更、予測しえなかった地質等に関する問題の発生、油・ガス価及び外国為替レートの変動並びにその他資機材の市況の高騰などを含めた経済社会環境の変化や、LNGプロジェクトにおいて生産物購入候補者からの長期販売契約に関する合意が得られないことにより最終投資判断ができない等の要因により、開発スケジュールの遅延や当該鉱区の経済性が損なわれる等の事象が生じた場合には、当社グループの業績に悪影響を及ぼす可能性があります。

## (4) オペレーターシップ

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

当社は、2008年10月1日に完了した国際石油開発と帝国石油の経営統合を通じて、両社の持つ国内外における探鉱、開発、生産それぞれの段階での豊富な操業経験をともに蓄積したノウハウ及び技術力が結集し、当社グループは高い操業能力を有することとなったと考えています。

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

オペレーターとしてのプロジェクト推進は、技術力の向上や、産油国・業界におけるプレゼンスの向上等を通じて鉱区権益取得機会の拡大に寄与することになる一方で、オペレーションに関する各種専門能力を有する人材確保上の制約、資金面での負担増大等のリスク

される石油・ガスの数量となっています。確率論的手法を用いて推定埋蔵量を算定する場合には、確認埋蔵量と推定埋蔵量を合計した数量に対して、回収することができる確率が少なくとも50%以上であることが必要とされています。また、予想埋蔵量の定義もPRMSの指針に従い、確認埋蔵量及び推定埋蔵量の範囲に入らない埋蔵量のうち、地質的・工学的データに基づき、推定埋蔵量より回収の可能性が低い石油・ガスの数量となっています。プロジェクトから実際に回収される石油・ガスの数量が確認埋蔵量、推定埋蔵量及び予想埋蔵量の合計を上回る可能性は低いとされています。確率論的手法を用いて予想埋蔵量を算定する場合には、確認埋蔵量、推定埋蔵量及び予想埋蔵量を合計した数量を回収することができる確率が少なくとも10%以上であることが必要とされています。新規技術データの追加や経済条件及び操業条件の明確化等により不確実性が減じた場合、推定埋蔵量及び予想埋蔵量の一部は確認埋蔵量に格上げされることがありますが、現時点の推定埋蔵量及び予想埋蔵量の全量が、確認埋蔵量と同様な確実性をもって開発・生産されると見込まれるわけではありません。

当社グループ(持分法関連会社分を含む)の原油、コンデンサート、LPG及び天然ガスの推定埋蔵量及び予想埋蔵量は、「P97 石油・天然ガスの埋蔵量および生産量について」をご参照下さい。

### ③ 埋蔵量の変動の可能性

埋蔵量の評価は、評価時点において入手可能な油・ガス層からの地質的・工学的データ、開発計画の熟度、経済条件等多くの前提、要素及び変数に基づいて評価された数値であり、今後生産・操業が進むことにより新たに取得される地質的・工学的データや開発計画及び経済条件等の変動に基づき将来見直される可能性があり、その結果、増加又は減少する可能性があります。また、生産分与契約に基づく埋蔵量は、同契約の経済的持分から計算される数量が生産量だけでなく、油・ガス価格、投下資本、契約条件に基づく投下資本の回収額及び報酬額等により変動する可能性があり、その結果、埋蔵量も増加又は減少する可能性があります。このように埋蔵量の評価値は、各種データ、前提、定義の変更等により変動する可能性があります。

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

探鉱活動には相応の費用と期間が必要であり、探鉱により有望な資源を発見した場合でも、生産に至るまでの開発段階においては、生産施設の建設費用等の多額の費用と長期に亘る期間が必要となります。このため、探鉱及び開発投資から生産及び販売による資金の回収までには10年以上の長い期間を要することになります。中でも、当社が現在推進しているイクシス及びアパディの2つの大型



が増加します。

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

### 3. 海外における事業活動とカントリーリスクについて

当社グループは、日本国外において多数の石油・天然ガス開発事業を遂行しています。鉱区権益の取得を含む当社グループの事業活動は、産油国政府等との間の諸契約に基づき行われていることから、産油国における自国の資源の管理強化の動きや紛争等による操業停止など、当該産油国やその周辺国等における、政治・経済・社会等の情勢（政府の関与、経済発展の段階、経済成長率、資本の再投下、資源の配分、国際社会による経済活動の規制、外国為替及び外国送金の政府統制、国際収支の状況を含みます。）の変化や、OPEC加盟国におけるOPECによる生産制限の適用、当該各国の法制度及

### 4. 特定地域及び鉱区への依存度について

#### (1) 生産量

当社グループは、インドネシア共和国マハカム沖鉱区、アラブ首長国連邦のADMA鉱区、国内の南長岡ガス田等において安定的な原油・天然ガスの生産を行っています。当社グループにおいては、経営統合を通じて、事業地域を国内及びインドネシア、オーストラリアを中心とするアジア・オセアニア地域、中東・アフリカ地域、カスピ海沿岸地域を含むユーラシア、米州などに幅広く分散し、よりバランスのとれたポートフォリオが構築されましたが、2011年3月期における当社グループの生産量の地域別構成比率はアジア・オセアニア地域の比率が約50%、中東・アフリカ地域が約32%と太宗を占めています。当社グループは、今後ともグローバルに更なる地域バランスのとれたポートフォリオの形成を目指していく方針ではありますが、現状では当社グループの生産量は、特定地域及び鉱区への依存度が高いため、これらの鉱区において操業が困難になる等の問題が生じた場合には、当社グループの業績に影響を及ぼす可能性があります。

#### (2) 主要事業地域における契約期限等

当社グループの海外における事業活動の前提となる鉱区権益にか

#### (3) 金利の変動が与える業績への影響

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

び税制の変動（法令・規則の制定、改廃及びその解釈運用の変更を含みます。）等により、当社グループの事業や業績は、保険で損失補填される場合を除き大きな影響を受ける可能性があります。

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

かる契約においては、鉱区期限が定められているのが通例であります。当社グループの主要事業地域であるインドネシア共和国マハカム沖鉱区におけるプロジェクトの生産分与契約の期限は、当初は1997年3月30日でしたが、1991年に延長が認められ、現在では2017年12月31日となっています。また、ADMA鉱区におけるコンセッション契約に基づく鉱区権益の期限は、2018年3月8日（ただし、上部ザクム油田は2026年3月8日まで延長されています。）となっています。当社グループでは、これらの契約の再延長に向けてパートナーとともに努力する方針ですが、再延長されない場合や再延長に際し契約条件が不利に変更された場合には、当社グループの業績に悪影響を及ぼす可能性があります。また、再延長された場合でも、その時点における残存可採埋蔵量は減少することが見込まれています。当社グループでは、これに代替し得る鉱区権益の取得を図っていますが、代替し得る油・ガス田の鉱区権益を十分取得できない場合には、当社グループの業績に悪影響を及ぼす可能性があります。さらに、現在探鉱中の鉱区においても契約に探鉱期間が設定されており、鉱区内において商業化の可能性のある原油・天然ガスの存在を確認している場合であっても、当該期間終了までに開発移

行の決定ができない場合などにおいては、産油国政府との協議により当該期間の延長、猶予期間の設定などに向けて努力する方針ですが、かかる協議が不調に終わった場合には、当該鉱区からの撤退を余儀なくされる可能性があります。また、一般に、契約につき、一方当事者に重大な違反があるときには、契約期限の到来前に他方当事者から契約解除をすることができるのが通例ですが、これら主要事業地域における契約においても同様の規定が設けられています。当社グループにおいては、そのような事態はこれまで発生したことはなく、今後についても想定しておりませんが、もし契約当事者に重大な

### 5. 生産分与契約について

#### (1) 生産分与契約の内容

当社グループはインドネシア、カスピ海周辺地域などにおいて生産分与契約による鉱区権益を多数保有しています。

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

### 6. 国との関係について

#### (1) 当社と国との関係

2011年6月29日現在当社の発行済普通株式の約18.94%及び甲種類株式は経済産業大臣が保有していますが、当社の経営判断は民間企業として自主的に行っており、国との間で役員派遣等による支配関係もありません。また、今後もそのような関係が生じることはないものと考えています。さらに国との間での当社の役員の兼任及び国の職員の当社への出向もありません。

#### (2) 経済産業大臣による当社株式の所有、売却

経済産業大臣は、現在当社の発行済普通株式数の約18.94%の株

契約違反があった場合には、期限の到来前に契約が解除される可能性があります。

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

#### (2) 生産分与契約の会計処理

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

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

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

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

また、経済産業大臣は当社甲種類株式1株を保有していますが、甲種類株主である経済産業大臣は、当社普通株主総会又は取締役会決議事項の一部について拒否権を有しています。甲種類株式に関する詳細については後記「8. 甲種類株式について」をご参照ください。



## 7. 政府及び独立行政法人が保有する当社グループのプロジェクト会社の株式の取扱いについて

### (1) 石油公団が保有していた当社グループのプロジェクト会社の株式の取扱い

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

「答申」において、国際石油開発(2008年10月1日付で当社が同社を吸収合併。以下同じ。)は中核的企業を構成すべきものと位置づけられ、ナショナル・フラッグ・カンパニーとして我が国のエネルギー安定供給の効率的な確保という政策目標の実現の一翼を担うことが期待されていることから、同社(及び2008年10月1日付で当社が国際石油開発を吸収合併して以降においては当社)ではこれを受け、政府による積極的な資源外交との相乗効果を生かし、我が国のエネルギー安定供給の効率的な確保という政策目標の実現を図るとともに、透明性・効率性の高い事業運営の推進により、株主価値の最大化を目指すこととしてまいりました。

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

統合基本合意書において国際石油開発への統合対象となった4つの会社のうち、ジャパン石油開発、インベックスジャワ株式会社(2010年9月30日に売却完了)及びインベックスエービーケー石油株式会社の3社については2004年に統合を完了しました。インベックス南西カスピ海石油株式会社については、株式交換により国際石油開発の完全子会社とすべく手続を進めましたが、株式交換契約の条件が成就しなかったため同契約は失効し、予定していた株式交換が取り止めとなり、その後、2005年4月1日付の石油公団の解散に伴い、同社の石油公団保有株式は、経済産業大臣に承継されています。当社としては引き続き当該株式の取得の可能性につき検討していますが、当該株式に係る経済産業大臣の今後の取扱方針は未定となっており、今後、当社による当該株式の取得が実現しない可能性もあります。

2004年2月5日付の覚書においては、サハリン石油ガス開発株式会社(以下、「サハリン石油ガス開発」といいます。))、インベックス北

カンボス沖石油株式会社、インベックス北マカッサル石油株式会社(2008年12月19日に清算終了)、インベックスマセラアラフラ海石油株式会社、インベックス北カスピ海石油株式会社についての取扱いが国際石油開発と石油公団の間で合意されています。サハリン石油ガス開発の株式の取扱いについては、後記「(2) 政府が保有するサハリン石油ガス開発の株式の取扱いについて」をご参照ください。サハリン石油ガス開発以外の上記各社の石油公団保有株式の国際石油開発への譲渡については、産油国や共同事業者の同意が得られること、適切な資産評価が可能となること等の前提条件が整い次第、現金を対価として譲渡することとなっておりますが、2005年4月1日付の石油公団の解散に伴い、上記各社の石油公団保有株式は、経済産業大臣に承継されたインベックス北マカッサル石油株式会社に係る株式を除き、独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構(以下、「資源機構」といいます。))に承継されています。資源機構は、同機構の中期目標、中期計画において、石油公団から承継した株式については、適切な時期に適切な方法を選択して処分することとしていますが、上記各社の資源機構保有株式の譲渡の時期、方法は未定となっており、今後、当社による上記各社の株式の取得が実現しない可能性もあります。

### (2) 政府が保有するサハリン石油ガス開発の株式の取扱い

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

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

同答申を踏まえ、経済産業大臣が石油公団より承継したサハリン石油ガス開発の発行済み普通株式(50.0%)のすべてを国際石油開発を含む同社の民間株主が取得することとされており、当社が、同社の発行済み普通株式の最大33%を保有し、同社の筆頭株主になることを想定しています。ただし、当該株式の取得にあたっては、同社の共同事業者やロシア政府機関等の承諾が必要となる場合には、こ

れらの承諾が得られることが前提となります。加えて、同社の株主構成や譲渡価格等についても、今後、合意に至る必要があります。

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

## 8. 甲種類株式について

### (1) 種類株式の概要

#### ① 導入の経緯

当社は、国際石油開発と帝国石油の株式移転による経営統合により、2006年4月3日付で持株会社として設立されていますが、これに伴い、国際石油開発が発行し、経済産業大臣が保有していた種類株式が当社に移転され、同時に当社が同等の内容の当社種類株式(以下、「甲種類株式」といいます。))を経済産業大臣に対し交付しています。もともと、国際石油開発において発行された種類株式は、前記「7. 政府及び独立行政法人が保有する当社グループのプロジェクト会社の株式の取扱いについて」において記述した答申において、国際石油開発が中核的企業を構成すべきものと位置づけられ、ナショナル・フラッグ・カンパニーとして我が国向けエネルギーの安定供給の効率的な実現の一翼を担うことが期待され、かかる観点から、同答申を受け、外資による同社の経営支配等の可能性を排除しつつ、経営の効率性・柔軟性を不当に阻害しないよう透明性が高く必要最小限の措置として発行されたものです。当社は、同答申の考え方を踏まえつつ、甲種類株式が当社にとっても投機目的による敵対的買収や乗っ取り等の危険を防止する手段として有効なものと考えられることからこれを発行したものです。

#### ② 株主総会議決権、剰余金の配当、残余財産分配、償還

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

#### ③ 定款上の拒否権

当社経営上の一定の重要事項(取締役の選解任、重要な資産の処分、定款変更、統合、資本の減少及び解散)の決定については、当社

するものと期待されます。

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

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

#### ④ ガイドラインに定める拒否権の行使の基準

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

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

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



# 石油・天然ガスの埋蔵量および生産量について

## 1. 石油及び天然ガスの埋蔵量

### 確認埋蔵量

下記の表は、当社並びに当社連結子会社及び持分法関連適用会社の主要なプロジェクトにおける原油、コンデンセート、LPG及び天然ガスの確認埋蔵量です。確認埋蔵量の開示内容は米国財務会計基準審議会が定める規則に従っており、会計基準編纂書 932「採取活動-石油及びガス」に準拠しております。

2011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8億9,916万バレル、天然ガスの確認埋蔵量は2兆4,510億立方フィート、合計で13億767万BOE(原油算量:Barrels of Oil Equivalent)となっております。

	日本		アジア・オセアニア		ユーラシア (欧州・NIS)		中東・アフリカ		米州		合計	
	原油 (MMbbls)	ガス (Bcf)	原油 (MMbbls)	ガス (Bcf)	原油 (MMbbls)	ガス (Bcf)	原油 (MMbbls)	ガス (Bcf)	原油 (MMbbls)	ガス (Bcf)	原油 (MMbbls)	ガス (Bcf)
<b>確認埋蔵量</b>												
連結対象会社分												
2009年3月31日現在	18	713	124	1,923	211	—	457	—	5	159	815	2,795
拡張及び発見	—	—	5	—	—	—	—	—	—	—	5	—
買収及び売却	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
前年度調整分	0	0	(1)	45	6	—	3	—	1	62	9	107
期中生産量	(1)	(57)	(17)	(319)	(10)	—	(27)	—	(2)	(32)	(57)	(408)
2010年3月31日現在	16	656	111	1,649	207	—	433	—	4	190	771	2,495
持分法適用関連会社分												
2009年3月31日現在	—	—	2	505	—	—	226	—	6	1	233	505
拡張及び発見	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
買収及び売却	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
前年度調整分	—	—	(0)	(30)	—	—	(2)	—	(1)	(0)	(2)	(30)
期中生産量	—	—	(0)	—	—	—	(21)	—	(1)	(0)	(22)	(0)
2010年3月31日現在	—	—	1	475	—	—	203	—	4	0	209	475
2010年3月31日現在	16	656	112	2,124	207	—	636	—	8	190	980	2,970
連結対象会社分												
2010年3月31日現在	16	656	111	1,649	207	—	433	—	4	190	771	2,495
拡張及び発見	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
買収及び売却	—	—	(6)	(37)	7	—	—	—	(3)	—	(2)	(37)
前年度調整分	0	—	4	(100)	6	—	(3)	—	0	2	8	(98)
期中生産量	(1)	(46)	(24)	(305)	(10)	—	(27)	—	(1)	(30)	(63)	(380)
2011年3月31日現在	15	611	85	1,208	210	—	404	—	0	162	715	1,980
持分法適用関連会社分												
2010年3月31日現在	—	—	1	475	—	—	203	—	4	0	209	475
拡張及び発見	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
買収及び売却	—	—	—	—	—	—	0	—	—	—	0	—
前年度調整分	—	—	0	16	—	—	(1)	—	0	0	(1)	16
期中生産量	—	—	(0)	(20)	—	—	(23)	—	(2)	(0)	(24)	(21)
2011年3月31日現在	—	—	2	470	—	—	179	—	3	0	184	471
<b>確認埋蔵量</b>												
2011年3月31日現在	15	611	87	1,678	210	—	583	—	3	162	899	2,451
<b>確認開発埋蔵量</b>												
連結対象会社分												
2011年3月31日現在	15	611	69	986	35	—	404	—	0	161	523	1,757
持分法適用関連会社分												
2011年3月31日現在	—	—	2	470	—	—	179	—	2	0	183	471
<b>確認未開発埋蔵量</b>												
連結対象会社分												
2011年3月31日現在	—	—	16	222	176	—	—	—	0	1	192	223
持分法適用関連会社分												
2011年3月31日現在	—	—	—	—	—	—	—	—	1	0	1	0

(注) 1 2011年3月31日現在、当社がインドネシアに保有する確認埋蔵量は、原油が約5,100万バレル、天然ガスが約1兆5,440億立方フィート、合計で約3億850万BOE(原油換算:Barrels of Oil Equivalent) となっております。  
 2 以下の鉱区および油田の確認埋蔵量(2011年3月31日現在)には、少数株主に帰属する数量が含まれています。  
 ユーラシア ACG油田(49%)、カシャガン油田(55%)/中東・アフリカ ウェスト・バクル鉱区(47.3%)/米州 コパ・マコヤ鉱区(30%)  
 3 MMbbls:百万バレル  
 4 Bcf:十億立方フィート  
 5 原油には、コンデンセート及びLPGを含みます。

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

確認埋蔵量に関する標準化された測定方法による将来の純キャッシュ・フローの割引現在価値及び当期における変動についての開示内容は米国財務会計基準審議会が定める規則に従っており、会計基準編纂書 932「採取活動-石油及びガス」に準拠しております。

将来キャッシュ・フローの算定に当たり、確認埋蔵量から算定される将来生産量は、期中の月初原油・ガス価平均価格及び期末の費用を使用しております。将来の開発費は一定の油価、及び現在の経済、操業、規制状況が継続することを前提としております。将来の法人税

## (2) 甲種類株式のリスク

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

### ① 国策上の観点と当社及び一般株主の利益相反の可能性

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

### ② 拒否権の行使が普通株式の価格に与える影響

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

### ③ 当社の経営の自由度や経営判断への影響

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

## 9. 兼任社外取締役について

当社の取締役会は現在15名の取締役で構成されていますが、うち4名は社外取締役であります。

社外取締役4名は、いずれも当社の事業分野に関して長年の知識、経験を有する経営者等であり、当社としては、専門的、客観的立場から当社の事業運営に意見を述べ、当社事業の発展に寄与することを期して、取締役を委嘱しています。

なお、かかる取締役は、当社株主である石油資源開発株式会社、三井石油開発株式会社、三菱商事株式会社及びJXホールディングス株式会社、(以下、「当社株主会社」といいます。)の取締役等を兼任しています。

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

このため、当社では、当社取締役が会社法上の競争禁止義務、利益相反取引への適切な対処や情報漏洩防止等に関して、常に高い意識をもって経営にあたり、当社取締役としての職務を的確に遂行していくことの重要性に鑑み、社外取締役を含む全取締役から、これらの点を確認する「誓約書」を受領しています。



は、将来の税引前キャッシュ・フローに対し既存の法令に基づいた税金を条件として算定されております。また、割引率は10%を使用しております。

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

情報は、原油、コンデンセート及びLPG・天然ガス埋蔵量の時価もしくははキャッシュ・フローの現在価値を示すものではありません。また、2010年3月31日及び2011年3月31日現在の為替レートはそれぞれ期末公示仲値の1米ドル93.04円、83.15円を使用しております。

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

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

2011年3月31日現在	百万円					
	合計	日本	アジア・オセアニア	ユーラシア (欧州・NIS)	中東・アフリカ	米州
<b>連結対象会社分</b>						
将来キャッシュ・インフロー	¥ 6,350,230	¥ 539,869	¥ 1,590,216	¥ 1,383,629	¥ 2,806,307	¥ 30,209
将来の産出原価及び開発費	(1,913,933)	(117,393)	(449,736)	(494,241)	(833,128)	(19,434)
将来の法人税	(2,686,247)	(139,424)	(478,851)	(179,337)	(1,886,511)	(2,125)
割引前の将来純キャッシュ・フロー	1,750,050	283,052	661,630	710,051	86,667	8,650
年間割引率10%	(749,379)	(128,557)	(174,490)	(394,948)	(49,389)	(1,994)
標準化された測定方法による将来の純キャッシュ・フローの割引現在価値	1,000,671	154,495	487,140	315,103	37,278	6,656
<b>持分法適用関連会社分</b>						
将来キャッシュ・インフロー	1,397,434	-	101,144	-	1,276,469	19,821
将来の産出原価及び開発費	(448,355)	-	(49,888)	-	(390,130)	(8,338)
将来の法人税	(866,698)	-	(15,943)	-	(847,664)	(3,091)
割引前の将来純キャッシュ・フロー	82,381	-	35,314	-	38,676	8,392
年間割引率10%	(33,395)	-	(15,436)	-	(17,282)	(677)
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	48,986	-	19,878	-	21,393	7,715
<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合計</b>	<b>¥ 1,049,657</b>	<b>¥ 154,495</b>	<b>¥ 507,017</b>	<b>¥ 315,103</b>	<b>¥ 58,671</b>	<b>¥ 14,370</b>

(注) 1 以下の鉱区および油田には、少数株主に帰属する金額が含まれています。  
ユーラシア ACG 油田 (49%)、カシャガン油田 (55%) / 中東・アフリカ ウエスト・バクル鉱区 (47.3%) / 米州 コバ・マコヤ鉱区 (30%)

連結対象会社分	百万円						持分法適用 関連会社分
	合計	日本	アジア・オセアニア	ユーラシア (欧州・NIS)	中東・アフリカ	米州	
期首割引現在価値 (2010年4月1日)	¥ 813,740	¥ 128,638	¥ 420,611	¥ 178,294	¥ 34,497	¥ 15,037	¥ 36,663
変動要因:							
産出された油・ガスの販売または移転	(508,519)	(19,129)	(208,617)	(48,858)	(124,814)	(3,314)	(103,787)
油ガス価及び生産単価の純増減	797,080	59,277	299,991	107,142	179,087	(2,782)	154,364
発生した開発費	134,197	1,721	63,518	51,787	8,690	63	8,418
将来の開発費の変動	(27,919)	(150)	780	(27,861)	6,911	142	(7,741)
埋蔵量の変動	62,352	6,043	(16,484)	56,464	4,590	1,615	10,124
時間の経過による増加	63,903	10,478	29,153	17,841	2,729	511	3,191
法人税の変動	(200,877)	(18,722)	(50,824)	(14,988)	(70,871)	2,676	(48,148)
拡張及び発見、産出技術の改良	2,146	—	(6,198)	14,190	—	(5,846)	—
その他	(86,445)	(13,661)	(44,791)	(18,908)	(3,541)	(1,446)	(4,098)
期末割引現在価値 (2011年3月31日)	¥ 1,049,657	¥ 154,495	¥ 487,140	¥ 315,103	¥ 37,278	¥ 6,656	¥ 48,986

(注) 1 以下の鉱区および油田には、少数株主に帰属する金額が含まれています。  
アジア・オセアニア 北西ジャワ沖鉱区 (16.5%)、南東スマトラ沖鉱区 (16.5%) / ユーラシア ACG 油田 (49%)、カシャガン油田 (55%)  
中東・アフリカ アブ・アル・ブクージュ鉱区 (5%)、ウエスト・バクル鉱区 (47.3%) / 米州 コバ・マコヤ鉱区 (30%)  
2 「拡張及び発見、産出技術の改良」には、買収及び売却を含みます。

## 2011年3月31日現在の推定埋蔵量 (probable reserves) 及び予想埋蔵量 (possible reserves)

下記の表は、当社並びに当社連結子会社及び持分法適用関連会社の主要なプロジェクトにおける原油、コンデンセート、LPG及び天然ガスの推定埋蔵量及び予想埋蔵量です。2011年3月31日現在の当社グループの原油、コンデンセート及びLPGの推定埋蔵量は13億9,285万バレル、天然ガスの推定埋蔵量は8兆5,537億立方フィート、合計で28億1,847万BOE (原油換算量: Barrels of

Oil Equivalent) となっております。また、2011年3月31日現在の当社グループの原油、コンデンセート及びLPGの予想埋蔵量は2億1,891万バレル、天然ガスの予想埋蔵量は2兆1,963億立方フィート、合計で5億8,496万BOE (原油換算量: Barrels of Oil Equivalent) となっております。

2011年3月31日現在	日本	アジア・オセアニア	ユーラシア (欧州・NIS)	中東・アフリカ	米州	小計	持分法適用 関連会社分	合計
<b>推定埋蔵量</b>								
原油・コンデンセート・LPG (MMbbls)	4	629	540	114	72	1,358	35	1,393
天然ガス(Bcf)	133	8,224	—	—	104	8,461	93	8,554

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

2011年3月31日現在	日本	アジア・オセアニア	ユーラシア (欧州・NIS)	中東・アフリカ	米州	小計	持分法適用 関連会社分	合計
<b>予想埋蔵量</b>								
原油・コンデンセート・LPG (MMbbls)	5	163	27	9	9	212	7	219
天然ガス(Bcf)	169	2,007	—	—	18	2,195	2	2,196

(注) 1 MMbbls: 百万バレル  
2 Bcf: 十億立方フィート

## 2. 石油及び天然ガスの生産量

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

2011年3月31日終了の事業年度の当社グループの原油生産量は日量239.6千バレル、天然ガス生産量は日量1,102.5百万立方フィート、原油・天然ガス合計で日量423.3千BOE (原油換算量: Barrels of Oil Equivalent) となっております。

	2007	2008	2009	2010	2011
<b>原油・コンデンセート・LPG (千バレル/日)</b>					
日本	3.9	4.9	4.9	4.5	3.9
アジア・オセアニア	40.4	36.5	44.7	47.7	65.1
ユーラシア (欧州・NIS)	47.9	54.5	24.8	26.9	27.9
中東・アフリカ	82.3	80.7	81.0	73.3	73.0
米州	0.1	0.4	2.7	5.5	2.3
小計	174.7	177.0	158.1	158.0	172.2
持分法適用関連会社分	67.8	64.6	65.1	60.4	67.4
合計	242.5	241.5	223.2	218.3	239.6
年間生産量 (百万バレル)	88.5	88.4	81.5	79.7	87.5

	2007	2008	2009	2010	2011
<b>天然ガス (百万立方フィート/日)</b>					
日本	127.8	161.5	164.9	155.1	128.7
アジア・オセアニア	865.8	845.7	842.8	880.5	836.0
ユーラシア (欧州・NIS)	—	—	—	—	—
中東・アフリカ	—	—	—	—	—
米州	57.5	81.6	82.3	86.9	81.1
小計	1,051.1	1,088.8	1,090.0	1,122.6	1,045.9
持分法適用関連会社分	—	—	—	—	56.6
合計	1,051.1	1,088.8	1,090.0	1,122.6	1,102.5
年間生産量 (百万バレル)	383.6	398.5	397.8	409.7	402.4

	2007	2008	2009	2010	2011
<b>原油・天然ガス合計 (原油換算千バレル/日)</b>					
日本	25.2	31.9	32.4	30.4	25.3
アジア・オセアニア	184.7	177.4	185.1	194.5	204.4
ユーラシア (欧州・NIS)	47.9	54.5	24.8	26.9	27.9
中東・アフリカ	82.3	80.7	81.0	73.3	73.0
米州	9.7	14.0	16.4	20.0	15.8
小計	349.8	358.4	339.7	345.1	346.5
持分法適用関連会社分	67.8	64.6	65.1	60.4	76.8
合計	417.7	423.0	404.9	405.4	423.3
年間生産量 (百万バレル)	152.5	154.8	147.8	148.0	154.5







# 連結損益計算書及び連結包括利益計算書

## 連結損益計算書

国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社  
2009年、2010年及び2011年3月31日終了の連結会計年度

	百万円			千米ドル (注3)
	2009	2010	2011	2011
売上高	¥1,076,165	¥840,427	¥943,080	\$11,341,912
売上原価	319,038	298,168	334,833	4,026,855
売上総利益	757,127	542,259	608,247	7,315,057
探鉱費	25,982	15,711	12,000	144,317
販売費及び一般管理費(注13、14及び16)	50,683	44,869	44,254	532,219
減価償却費	17,195	20,011	22,250	267,589
営業利益	663,267	461,668	529,743	6,370,932
その他収益:				
受取利息	9,536	4,354	4,110	49,429
受取配当金	12,338	9,476	5,722	68,815
持分法による投資利益	946	—	4,934	59,339
持分変動利益	—	—	3,644	43,824
権益譲渡収入	—	—	7,334	88,202
その他	9,215	7,643	5,432	65,328
	32,035	21,473	31,176	374,937
その他費用:				
支払利息	3,934	1,275	1,074	12,916
持分法による投資損失	—	1,920	—	—
貸倒引当金繰入額	—	—	9,133	109,838
生産物回収勘定引当金繰入額	16,643	6,028	11,481	138,076
探鉱事業引当金繰入額	3,387	8,595	3,082	37,066
探鉱投資引当金繰入額	—	5,408	—	—
投資有価証券評価損	31,799	—	—	—
資産除去債務会計基準の適用に伴う影響額(注15)	—	—	1,555	18,701
為替差損	14,571	13,264	11,540	138,785
その他	8,801	4,624	14,467	173,987
	79,135	41,114	52,332	629,369
法人税等及び少数株主損益調整前当期純利益	616,167	442,027	508,587	6,116,500
法人税等(注7):				
法人税、住民税及び事業税	488,262	322,993	367,083	4,414,708
法人税等調整額	(17,884)	2,133	1,614	19,411
	470,378	325,126	368,697	4,434,119
少数株主損益調整前当期純利益	—	—	139,890	1,682,381
少数株主利益	726	9,691	11,191	134,588
当期純利益(注10)	¥ 145,063	¥107,210	¥128,699	\$ 1,547,793

## 連結包括利益計算書

国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社  
2011年3月31日終了の連結会計年度

	百万円	千米ドル (注3)
	2011	2011
少数株主損益調整前当期純利益	¥139,890	\$1,682,381
その他の包括利益		
その他有価証券評価差額金	(10,951)	(131,702)
為替換算調整勘定	(11,516)	(138,496)
持分法適用会社に対する持分相当額	(2,717)	(32,676)
その他の包括利益合計(注8)	(25,184)	(302,874)
包括利益(注8)	114,706	1,379,507
(内訳)		
親会社株主に係る包括利益	105,783	1,272,195
少数株主に係る包括利益	¥ 8,923	\$ 107,312

連結財務諸表の注記を参照。

# 連結株主資本等変動計算書

国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社

	百万円							
	2009年 3月31日残高	剰余金の 配当	当期純利益	自己株式の 取得	自己株式の 処分	株主資本以外の 項目の連結会計 年度中のその他 変動額(純額)	連結会計 年度中の 変動額合計	2009年 3月31日残高
2009年3月31日終了の連結会計年度								
資本金	¥ 30,000	¥ —	¥ —	¥ —	¥ —	¥ —	¥ —	¥ 30,000
資本剰余金	418,494	—	—	—	(16)	—	(16)	418,478
利益剰余金	718,616	(18,846)	145,063	—	—	—	126,217	844,833
自己株式	(2,215)	—	—	(3,563)	530	—	(3,033)	(5,248)
株主資本合計	1,164,895	(18,846)	145,063	(3,563)	514	—	123,168	1,288,063
その他有価証券評価差額金	(7,468)	—	—	—	—	650	650	(6,818)
繰延ヘッジ損益	4	—	—	—	—	(5)	(5)	(1)
為替換算調整勘定	(60)	—	—	—	—	(10,061)	(10,061)	(10,121)
評価・換算差額等合計	(7,524)	—	—	—	—	(9,416)	(9,416)	(16,940)
少数株主持分	81,442	—	—	—	—	9,496	9,496	90,938
純資産合計	¥1,238,813	¥(18,846)	¥145,063	¥(3,563)	¥514	¥ 80	¥123,248	¥1,362,061

	百万円						
	2009年 3月31日残高	剰余金の 配当	当期純利益	株主資本以外の 項目の連結会計 年度中のその他 変動額(純額)	連結会計 年度中の 変動額合計	2010年 3月31日残高	
2010年3月31日終了の連結会計年度							
資本金	¥ 30,000	¥ —	¥ —	¥ —	¥ —	¥ 30,000	
資本剰余金	418,478	—	—	—	—	418,478	
利益剰余金	844,833	(15,298)	107,210	—	91,912	936,745	
自己株式	(5,248)	—	—	—	—	(5,248)	
株主資本合計	1,288,063	(15,298)	107,210	—	91,912	1,379,775	
その他有価証券評価差額金	(6,818)	—	—	19,169	19,169	12,351	
繰延ヘッジ損益	(1)	—	—	1	1	—	
為替換算調整勘定	(10,121)	—	—	5,295	5,295	(4,826)	
評価・換算差額等合計	(16,940)	—	—	24,465	24,465	7,525	
少数株主持分	90,938	—	—	12,165	12,165	103,103	
純資産合計	¥1,362,061	¥(15,298)	¥107,210	¥36,630	¥128,542	¥1,490,603	

	百万円						
	2010年 3月31日残高	新株の発行	剰余金の 配当	当期純利益	株主資本以外の 項目の連結会計 年度中のその他 変動額(純額)	連結会計 年度中の 変動額合計	2011年 3月31日残高
2011年3月31日終了の連結会計年度							
資本金	¥ 30,000	¥260,810	¥ —	¥ —	¥ —	¥260,810	¥ 290,810
資本剰余金	418,478	260,810	—	—	—	260,810	679,288
利益剰余金	936,745	—	(18,013)	128,699	—	110,686	1,047,431
自己株式	(5,248)	—	—	—	—	—	(5,248)
株主資本合計	1,379,975	521,620	(18,013)	128,699	—	632,306	2,012,281
その他有価証券評価差額金	12,351	—	—	—	(10,895)	(10,895)	1,456
為替換算調整勘定	(4,826)	—	—	—	(12,021)	(12,021)	(16,847)
その他の包括利益累計額合計	7,525	—	—	—	(22,916)	(22,916)	(15,391)
少数株主持分	103,103	—	—	—	(2,610)	(2,610)	100,493
純資産合計	¥1,490,603	¥521,620	¥(18,013)	¥128,699	¥(25,526)	¥606,780	¥2,097,383

	千米ドル (注3)						
	2010年 3月31日残高	新株の発行	剰余金の 配当	当期純利益	株主資本以外の 項目の連結会計 年度中のその他 変動額(純額)	連結会計 年度中の 変動額合計	2011年 3月31日残高
資本金	\$ 360,794	\$3,136,621	\$ —	\$ —	\$ —	\$3,136,621	\$ 3,497,415
資本剰余金	5,032,808	3,136,621	—	—	—	3,136,621	8,169,429
利益剰余金	11,265,725	—	(216,633)	1,547,793	—	1,331,160	12,596,885
自己株式	(63,115)	—	—	—	—	—	(63,115)
株主資本合計	16,596,212	6,273,242	(216,633)	1,547,793	—	7,604,402	24,200,614
その他有価証券評価差額金	148,539	—	—	—	(131,028)	(131,028)	17,511
為替換算調整勘定	(58,040)	—	—	—	(144,570)	(144,570)	(202,610)
その他の包括利益累計額合計	90,499	—	—	—	(275,598)	(275,598)	(185,099)
少数株主持分	1,239,964	—	—	—	(31,390)	(31,390)	1,208,574
純資産合計	\$17,926,675	\$6,273,242	\$(216,633)	\$1,547,793	\$(306,988)	\$7,297,414	\$25,224,089

連結財務諸表の注記を参照。



# 連結キャッシュ・フロー計算書

国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社  
2009年、2010年及び2011年3月31日終了の連結会計年度

	百万円		千米ドル (注3)	
	2009	2010	2011	2011
<b>営業活動によるキャッシュ・フロー</b>				
法人税等及び少数株主損益調整前当期純利益	¥ 616,167	¥ 442,027	¥ 508,587	\$ 6,116,500
減価償却費	42,967	40,354	54,245	652,375
のれん償却額	6,760	6,759	6,760	81,299
資産除去債務会計基準の適用に伴う影響額	—	—	1,555	18,701
貸倒引当金の増加額(減少額)	—	—	12,925	155,442
生産物回収勘定引当金の増加額(減少額)	20,310	7,431	15,320	184,245
探鉱事業引当金の増加額(減少額)	(2,320)	7,361	(5,442)	(65,448)
退職給付引当金の増加額(減少額)	(97)	(902)	(593)	(7,132)
廃鉱費用引当金の増加額(減少額)	1,598	60	—	—
その他の引当金の増加額(減少額)	3,468	4,484	(1,462)	(17,583)
受取利息及び受取配当金	(21,874)	(13,830)	(9,832)	(118,244)
支払利息	3,934	1,275	1,074	12,916
為替差損(益)	10,087	2,380	(3,015)	(36,260)
持分法による投資損失(利益)	(947)	1,920	(4,934)	(59,339)
権益譲渡収入	—	—	(7,334)	(88,202)
投資有価証券売却益	(81)	—	—	—
投資有価証券評価損	31,799	—	—	—
生産物回収勘定(資本支出)の回収額	45,725	45,653	50,817	611,149
生産物回収勘定(非資本支出)の増加額	(27,020)	(14,996)	(17,369)	(208,887)
売上債権の減少額(増加額)	44,200	(14,639)	(11,376)	(136,813)
たな卸資産の減少額(増加額)	2,348	5,844	(223)	(2,682)
仕入債務の増加額(減少額)	(9,825)	4,719	7,278	87,529
未収入金の減少額(増加額)	27,558	(9,671)	7,694	92,532
未払金の増加額(減少額)	(47,813)	13,670	9,699	116,645
前受金の増加額(減少額)	4,229	(1,120)	(2,490)	(29,946)
その他	(6,489)	3,357	(595)	(7,155)
小計	744,684	532,136	611,289	7,351,642
利息及び配当金の受取額	21,258	16,170	13,079	157,294
利息の支払額	(4,801)	(1,734)	(748)	(8,996)
法人税等の支払額	(530,789)	(305,199)	(349,526)	(4,203,560)
営業活動によるキャッシュ・フロー	230,352	241,373	274,094	3,296,380
<b>投資活動によるキャッシュ・フロー</b>				
定期預金の預入による支出	(6,464)	(9,925)	(493)	(5,929)
定期預金の払戻による収入	4,498	8,430	3,849	46,290
長期性預金の預入による支出	—	—	(53,500)	(643,415)
有形固定資産の取得による支出	(88,611)	(87,549)	(84,236)	(1,013,061)
有形固定資産の売却による収入	246	86	1,072	12,892
無形固定資産の取得による支出	(2,865)	(991)	(2,535)	(30,487)
有価証券の取得による支出	(19,082)	—	(11,731)	(141,082)
有価証券の売却及び償還による収入	111,451	101,321	112,000	1,346,963
投資有価証券の取得による支出	(137,447)	(156,264)	(724,635)	(8,714,793)
投資有価証券の売却及び償還による収入	16,531	—	10,847	130,451
生産物回収勘定(資本支出)の支出	(108,294)	(91,650)	(77,865)	(936,440)
短期貸付金の減少額(増加額)	71	77	1,570	18,882
長期貸付けによる支出	(5,896)	(7,521)	(1,134)	(13,638)
長期貸付金の回収による収入	762	34	567	6,819
権益取得による支出	—	—	(28,045)	(337,282)
権益譲渡による収入	—	—	7,334	88,202
その他	(5,068)	(7,860)	2,424	29,152
投資活動によるキャッシュ・フロー	(240,168)	(251,812)	(844,511)	(10,156,476)
<b>財務活動によるキャッシュ・フロー</b>				
株式の発行による収入	—	—	521,620	6,273,242
短期借入金の純増加額(減少額)	20,934	(20,121)	—	—
長期借入れによる収入	12,041	108,063	56,285	676,909
長期借入金の返済による支出	(66,365)	(5,284)	(4,713)	(56,681)
少数株主からの払込みによる収入	9,370	4,704	6,418	77,186
自己株式の取得による支出	(3,049)	—	—	—
配当金の支払額	(18,833)	(15,306)	(18,010)	(216,597)
少数株主への配当金の支払額	(82)	(2,973)	(13,450)	(161,756)
その他	(106)	(146)	(93)	(1,118)
財務活動によるキャッシュ・フロー	(46,090)	68,937	548,057	6,591,185
現金及び現金同等物に係る換算差額	(3,519)	(4,948)	(12,015)	(144,498)
現金及び現金同等物の増加額(減少額)	(59,425)	53,550	(34,375)	(413,409)
現金及び現金同等物の期首残高	222,270	162,845	216,395	2,602,465
新規連結に伴う現金及び現金同等物の増加額	—	—	5	60
現金及び現金同等物の期末残高	¥ 162,845	¥ 216,395	¥ 182,025	\$ 2,189,116

連結財務諸表の注記を参照。

# 連結財務諸表の注記

国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社

## 1. 作成の基礎

国際石油開発帝石株式会社(以下、「当社」といいます。)は石油・天然ガスの探鉱、開発及び生産を主たる事業としております。

当社及び国内子会社は日本で一般に公正妥当と認められる会計原則に従って会計帳簿及び財務諸表を作成しております。

在外子会社の財務諸表が国際財務報告基準または米国会計基準に準拠して作成されている場合には、連結決算手続上利用しております。ただ

し、重要性がある場合には、当期純利益が適切に計上されるよう修正しなければならぬ項目があります。

添付の連結財務諸表は日本で一般に公正妥当と認められる会計原則(それは国際財務報告基準または米国会計基準とは重要な不一致がある場合がある)に従っており、日本の金融商品取引法の要求に従い当社が作成した連結財務諸表から編集しております。

## 2. 重要な会計方針の要約

### (a) 連結の基本方針及び関連会社投資の会計処理

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

決算日が連結決算日と異なる連結子会社のうち、サウル石油㈱、インベックスマセラアラフラ海石油㈱等39社は決算日が12月31日であり、決算日現在の財務諸表を使用しております。ただし、連結決算日との間に生じた重要な取引については、連結上必要な調整を行っております。また、ジャパン石油開発㈱、帝石コンゴ石油㈱、インベックス南西カスピ海石油㈱、インベックス北カスピ海石油㈱等8社は、決算日が12月31日ですが、連結決算日現在で決算を行っております。

2010年3月31日終了の連結会計年度より、帝石不動産㈱について、決算期を12月31日から3月31日に変更しております。この決算期の変更により2010年3月31日終了の連結会計年度は、2009年1月1日から2010年3月31日までの15ヶ月決算となっております。これによる損益への影響は軽微であります。なお、帝石不動産㈱は2010年4月1日をもって連結子会社であったインベックスサービス㈱と合併し、インベックスビジネスサービス㈱に社名変更しております。

取得原価と公正価値による純資産額との差額はのれんとして、20年を超えない期間にわたって均等償却されております。

### (b) 現金同等物

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

### (c) 外貨換算

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

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

### (d) 有価証券

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

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

### (e) たな卸資産

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

### (f) 貸倒引当金

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

### (g) 生産物回収勘定及び生産物回収勘定引当金

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

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

### (h) 探鉱投資引当金

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

### (i) 探鉱事業引当金

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

### (j) 役員賞与引当金

役員に対する賞与の支出に備えるため、支給見込額に基づき計上しております。

### (k) 有形固定資産(リース資産を除く)

海外の鉱業用資産は主として生産高比例法によっております。その他は主として定額法となっております。なお、耐用年数は資産の種類ごとの見積り耐用年数に基づいております。

### (l) 無形固定資産(リース資産を除く)

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

鉱業権の償却は、主として生産高比例法によっております。その他の無形固定資産は主として定額法によって償却しております。



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

#### (m) リース資産

所有権移転外ファイナンス・リース取引に係るリース資産は、リース期間を耐用年数とし、残存価額を零とする定額法を採用しております。

#### (n) 退職給付引当金

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

数理計算上の差異は、発生年度に全額を費用処理しております。

#### (o) 資産除去債務

石油・天然ガス生産施設等について、産油国政府との石油契約や現地法令等に基づく当該生産施設等の撤去等の廃鉱義務を有する場合、操業終了時に負担する費用を合理的に見積り、資産除去債務を計上しております。

#### (p) 特別修繕引当金

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

#### (q) ヘッジ会計

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

#### (r) 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。

#### (s) 法人税等

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

## 3. 米ドル表示の金額

円貨から米ドル表示への換算は、単に便宜上、2011年3月31日の換算レートである1米ドル83円15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. 金融商品の状況に関する事項

#### (a) 金融商品に対する取組方針

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

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

#### (b) 金融商品の内容及びそのリスク並びにリスク管理体制

##### (営業債権等にかかる信用リスク)

営業債権である受取手形及び売掛金並びに未収入金は、主に原油・天然

#### (t) 新たな会計基準の適用

2010年3月31日終了の連結会計年度より、「金融商品に関する会計基準」(企業会計基準第10号 平成20年3月10日)及び「金融商品の時価等の開示に関する適用指針」(企業会計基準適用指針第19号 平成20年3月10日)を適用しております。

2011年3月31日終了の連結会計年度より、「資産除去債務に関する会計基準」(企業会計基準第18号 平成20年3月31日)及び「資産除去債務に関する会計基準の適用指針」(企業会計基準適用指針第21号 平成20年3月31日)を適用しております。これに伴い、従来、今後発生する廃鉱費用に備えるため、廃鉱計画に基づき計上していた廃鉱費用引当金は全額取崩しております。この結果、従来の方法によった場合に比べて、2011年3月31日終了の連結会計年度の営業利益は141百万円(1,696千ドル)減少し、法人税等及び少数株主損益調整前当期純利益は1,046百万円(12,580千ドル)減少しております。

2011年3月31日終了の連結会計年度より、「持分法に関する会計基準」(企業会計基準第16号 平成20年3月10日公表分)及び「持分法適用関連会社の会計処理に関する当面の取扱い」(実務対応報告第24号 平成20年3月10日)を適用しております。これによる損益への影響はありません。

2011年3月31日終了の連結会計年度より、「連結財務諸表に関する会計基準」(企業会計基準第22号 平成20年12月26日)に基づき、財務諸表等規則等の一部を改正する内閣府令(平成21年3月24日 内閣府令第5号)を適用し、「少数株主損益調整前当期純利益」の科目で表示しております。

2011年3月31日終了の連結会計年度より、「包括利益の表示に関する会計基準」(企業会計基準第25号 平成22年6月30日)を適用しております。ただし、「その他の包括利益累計額合計」の2010年3月31日終了の連結会計年度のコラムは、「評価・換算差額等合計」のコラムに記載しております。

2011年3月31日終了の連結会計年度より「セグメント情報等の開示に関する会計基準」(企業会計基準第17号 平成21年3月27日)及び「セグメント情報等の開示に関する会計基準の適用指針」(企業会計基準適用指針第20号 平成20年3月21日)を適用しております。

ガスの販売によるもので、主な取引先は、国営石油会社や大手石油会社等となっております。信用リスクに晒されている取引先については、営業管理細則及び与信管理細則に従い、取引先の状況を適時に把握し、取引相手の財務状況等の悪化等による回収懸念の早期把握や軽減を図っております。

#### (有価証券にかかる市場価格変動リスク)

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

#### (借入金にかかる金利変動リスク)

借入金は主に石油・天然ガス開発資金及び国内のパイプライン・LNG受

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

#### (外貨建資産・負債にかかる為替変動リスク)

当社グループの事業地域の多くは海外であるため、現預金及び売掛債権等の外貨建資産や、海外プロジェクトの必要資金の借入等の外貨建負債を多額に保有していることから、為替変動リスクに晒されております。外貨建資産・負債の期末円換算により、円高時には外貨建資産で為替差損、外貨建負債で為替差益が生じる一方、円安時には外貨建資産で為替差益、外貨建負債で為替差損が生じることから、外貨建資産・負債のバランスを取るにより、為替差損益は相殺されます。現在、当社グループでは、為替相場が円高に進行した際に為替差損が発生する状況にあることから、

## 5. 有価証券

(a) 2010年及び2011年3月31日現在のその他有価証券は以下の通りとなっております。

2010年3月31日現在	百万円		
	取得原価	連結貸借対照表計上額	未実現(損)益
連結貸借対照表計上額が取得原価を超えるもの:			
株式	¥ 28,825	¥ 43,779	¥14,954
債券			
国債・地方債等	266,324	267,953	1,629
その他	6,733	8,722	1,989
小計	301,882	320,454	18,572
連結貸借対照表計上額が取得原価を超えないもの:			
株式	26,873	22,396	(4,477)
債券			
国債・地方債等	103,007	101,423	(1,584)
その他	40	37	(3)
小計	129,920	123,856	(6,064)
合計	¥431,802	¥444,310	¥12,508

2011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	¥ 42,521	¥ 49,877	¥ 7,356	\$ 511,377	\$ 599,844	\$ 88,467
債券						
国債・地方債等	336,349	336,983	634	4,045,087	4,052,712	7,625
社債	8,500	8,503	3	102,225	102,261	36
その他	6,733	7,694	961	80,974	92,531	11,557
小計	394,103	403,057	8,954	4,739,663	4,847,348	107,685
連結貸借対照表計上額が取得原価を超えないもの:						
株式	10,535	8,664	(1,871)	126,699	104,197	(22,502)
債券						
国債・地方債等	374,128	372,900	(1,228)	4,499,435	4,484,666	(14,769)
社債	28,509	28,334	(175)	342,862	340,758	(2,104)
その他	33,868	32,942	(926)	407,312	396,176	(11,136)
その他	198,255	195,213	(3,042)	2,384,306	2,347,721	(36,585)
小計	645,295	638,053	(7,242)	7,760,614	7,673,518	(87,096)
合計	¥1,039,398	¥1,041,110	¥ 1,712	\$12,500,277	\$12,520,866	\$ 20,589

(b) 2009年、2010年及び2011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
	2009
売却額	¥127,974
売却益の総額	107
売却損の総額	¥ —



3月31日終了の 連結会計年度	百万円						千ドル		
	2010			2011			2011		
	売却額	売却益の総額	売却損の総額	売却額	売却益の総額	売却損の総額	売却額	売却益の総額	売却損の総額
株式	¥ —	¥—	¥—	¥ 767	¥138	¥ 55	\$ 9,224	\$1,660	\$ 662
債券									
国債・地方債など	101,000	—	—	10,080	—	385	121,227	—	4,630
その他	321	—	—	—	—	—	—	—	—
合計	¥101,321	¥—	¥—	¥10,847	¥138	¥440	\$130,451	\$1,660	\$5,292

従来、売却額には債券等の償還及び解約を含んでおりましたが、2011年3月31日終了の連結会計年度より債券等の償還及び解約は含めずに記載しております。

なお、2010年3月31日終了の連結会計年度における債券等の償還及び解約を含まないその他有価証券の売却額は、一百万円となります。

(c) 2010年及び2011年3月31日現在の時価を算定することが極めて困難と認められる有価証券は以下の通りとなっております。

3月31日現在	百万円		千ドル
	2010	2011	2011
その他有価証券：			
非上場株式	¥30,623	¥27,819	\$334,564
優先出資証券	5,000	5,000	60,132
関係会社株式	36,714	38,882	467,613
合計	¥72,337	¥71,701	\$862,309

これらについては、市場価格がなく、時価を把握することが極めて困難と認められることから、(a)の表には含めておりません。なお、非上場株式及び関係会社株式のうち資源探鉱投資法人等の株式については、投資先各社の資産状態を検討の上、探鉱投資引当金を計上しております。

(d) 2011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。

2011年3月31日現在	百万円				千ドル			
	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	¥133,000	¥526,500	¥41,500	¥—	\$1,599,519	\$6,331,930	\$499,098	\$—
社債	3,500	33,500	—	—	42,093	402,886	—	—
その他	—	33,445	—	—	—	402,225	—	—
その他	—	198,146	—	—	—	2,382,995	—	—
合計	¥136,500	¥791,591	¥41,500	¥—	\$1,641,612	\$9,520,036	\$499,098	\$—

## 6. 借入金

2010年及び2011年3月31日現在の短期借入金は以下の通りとなっております。

3月31日現在	百万円		千ドル
	2010	2011	2011
銀行等からの借入金			
(2010年3月31日現在の利率は1.215%から1.325%)	¥160	¥160	\$1,924
(2011年3月31日現在の利率は1.037%から1.325%)			
合計	¥160	¥160	\$1,924

2010年及び2011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		千ドル
	2010	2011	2011
返済期限(最長)2025年の銀行等からの借入金			
(2010年3月31日現在の利率は0.473%から2.700%)	¥240,223	¥272,987	\$3,283,067
(2011年3月31日現在の利率は0.776%から2.700%)			
うち、1年以内返済予定の長期借入金	4,712	4,281	51,486
合計	¥235,511	¥268,706	\$3,231,581

2010年及び2011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		千ドル
	2010	2011	2011
建物及び構築物	¥ 2,240	¥ 2,141	\$ 25,749
坑井	3,445	4,774	57,414
機械装置及び運搬具	9,512	9,049	108,827
土地	660	660	7,938
投資有価証券	9,385	8,237	99,062
その他	246	239	2,874
合計	¥25,488	¥25,100	\$301,864

上記の担保資産に対応する債務を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		千ドル
	2010	2011	2011
短期借入金	¥ 2,130	¥ 2,130	\$ 25,616
未払金	5,497	3,993	48,022
長期借入金	6,153	4,023	48,382
その他	17	17	205
合計	¥13,797	¥10,163	\$122,225

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

投資有価証券：  
2010年3月31日現在：5,572百万円  
2011年3月31日現在：4,928百万円(59,272千ドル)

長期借入金の2011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	千ドル
2012年	¥ 4,281	\$ 51,486
2013年	4,662	56,067
2014年	3,757	45,183
2015年	5,609	67,456
2016年	5,128	61,672
2017年以降	249,550	3,001,203
合計	¥272,987	\$3,283,067

## 7. 法人税等

当社及び連結子会社は利益に対して法人税等の税金を課せられており、法定実効税率は2009年、2010年及び2011年3月31日終了の連結会計年度ともに36.2%となっております。

2009年、2010年及び2011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	2009	2010	2011
法定実効税率	36.2%	36.2%	36.2%
(調整)			
交際費等永久に損金に算入されない項目	—	—	0.1
受取配当金等永久に益金に算入されない項目	(1.4)	(1.5)	(0.8)
評価性引当額	2.6	0.7	2.4
外国税	75.6	69.9	68.9
外国税額控除	(18.4)	(20.1)	(18.8)
損金算入外国税額の調整	(18.1)	(14.2)	(14.0)
繰越欠損金の当期使用額	—	(1.8)	(0.8)
持分法投資損益	(0.1)	0.2	(0.4)
のれん償却額	0.4	0.6	0.5
本邦税効果適用税率差異	—	2.8	(0.3)
その他	(0.5)	0.8	(0.5)
税効果会計適用後の法人税等負担率	76.3%	73.6%	72.5%



2010年及び2011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
	2010	2011	2011
繰延税金資産:			
関係会社への投資	¥ 62,493	¥ 64,881	\$780,289
土地評価損	4,854	4,855	58,388
投資有価証券評価損	11,348	6,091	73,253
生産物回収勘定(外国税)	4,389	4,565	54,901
探鉱投資引当金	6,721	6,528	78,509
未払外国税	21,846	37,415	449,970
税務上の繰越欠損金	12,964	25,287	304,113
減価償却費償却超過額	24,787	36,444	438,292
退職給付引当金	2,773	2,565	30,848
外貨建債権債務評価差額	111	1,000	12,026
廃鉱費用引当金	3,912	—	—
資産除去債務	—	4,570	54,961
探鉱費	5,781	7,780	93,566
貸倒引当金	—	5,159	62,045
その他	10,438	11,914	143,283
繰延税金資産小計	172,417	219,054	2,634,444
評価性引当額	(138,382)	(153,220)	(1,842,694)
繰延税金資産合計	34,035	65,834	791,750
繰延税金負債:			
外国税	7,558	32,883	395,466
外貨建債権債務評価差額	8,801	15,937	191,666
海外投資等損失準備金	7,098	6,541	78,665
パーチェス法適用に伴う時価評価差額等	2,894	2,429	29,212
探鉱準備金	4,499	5,958	71,654
その他の有価証券評価差額金	390	435	5,231
その他	2,788	3,260	39,206
繰延税金負債合計	34,028	67,443	811,100
繰延税金資産(負債)の純額	¥ 7	¥ (1,609)	\$ (19,350)

## 8. 包括利益

2010年3月31日終了の連結会計年度の包括利益及びその他の包括利益については以下の通りとなっております。

### (a) 包括利益

2010年3月31日終了の連結会計年度	百万円
親会社株主に係る包括利益	¥131,675
少数株主に係る包括利益	11,431
合計	¥143,106

### (b) その他の包括利益

2010年3月31日終了の連結会計年度	百万円
その他の有価証券評価差額金	¥19,171
為替換算調整勘定	6,807
持分法適用会社に対する持分相当額	227
合計	¥26,205

## 9. 純資産

2011年3月31日現在、当社の発行済株式総数は普通株式3,655,809株、甲種株式1株であり、2010年3月31日時点と比較して普通株式が1,297,400株増加しました。これは、公募増資による増加1,216,000株及び第三者割当増資による増加81,400株によるものであります。

甲種株式は当社株主総会において議決権を有しませんが、甲種株式主は以下の一定の重要事項について、拒否権を有しております(ただし、取締役の選任または解任、重要な資産の処分、統合の拒否権の行使については定款に定める要件を充足する必要があります)。

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

- 資本の額の減少

- 解散

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

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

また、会社法では特定の条件を充たせば株主総会が取締役会の決議により、いつでも配当を行うことができますが、資本準備金と利益準備金については配当の原資とすることはできません。

## 10. 1株当たり情報

3月31日終了の連結会計年度	円			米ドル
	2009	2010	2011	2011
当期純利益	¥ 61,601.60	¥ 45,553.56	¥ 40,832.40	\$ 491.07
配当額	8,000.00	5,500.00	6,000.00	72.16
純資産	¥540,100.10	¥589,548.88	¥546,958.90	\$6,577.98

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

1株当たり配当額は取締役会によって提案された中間配当を加えた金額を記載しております。

1株当たり純資産は純資産から少数株主持分を除外し、期末発行済株式数を基に計算されております。

## 11. デリバティブ取引

### デリバティブ取引の時価

2010年及び2011年3月31日現在のデリバティブ取引は、金利スワップの特例処理によるもので全てヘッジ会計が適用されており、ヘッジ対象とされている長期借入金と一体として処理されているため、その時価は注記12.(a)の長期借入金に含めて記載しております。

## 12. その他の金融商品

(a) 2010年及び2011年3月31日現在の注記5.(a)に記載の有価証券及び投資有価証券及び注記11に記載のデリバティブ取引以外のその他の金融商品の連結貸借対照表計上額及び時価については次の通りであります。なお、現金及び現金同等物、受取手形及び売掛金は時価が連結貸借対照表計上額に等しいことから下記表には記載しておりません。

3月31日現在	百万円				千米ドル	
	2010		2011		2011	
	連結貸借対照表計上額	時価	連結貸借対照表計上額	時価	連結貸借対照表計上額	時価
短期借入金及び1年以内返済予定の長期借入金	¥ 4,872	¥ 4,935	¥ 4,441	¥ 4,484	\$ 53,410	\$ 53,927
長期借入金	¥235,511	¥237,024	¥268,706	¥270,572	\$3,231,581	\$3,254,023

(b) その他の金融商品の時価の算定方法は以下の通りとなっております。

### 短期借入金及び1年以内返済予定の長期借入金

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

### 長期借入金

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

## 13. 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、2009年3月31日終了の連結会計年度が643百万円、2010年3月31日終了の連結会計年度が470百万円、2011年3月31日終了の連結会計年度が449百万円(5,400千米ドル)となっております。

## 14. 退職給付制度

### (a) 退職給付債務に関する事項

3月31日現在	百万円		千米ドル
	2010	2011	2011
退職給付債務	¥(15,379)	¥(15,593)	\$ (187,529)
年金資産	7,793	8,614	103,596
未積立退職給付債務	(7,586)	(6,979)	(83,933)
未認識数理計算上の差異	—	—	—
退職給付引当金	¥ (7,586)	¥ (6,979)	\$ (83,933)

### (b) 退職給付費用に関する事項

3月31日終了の連結会計年度	百万円			千米ドル
	2009	2010	2011	2011
勤務費用	¥1,001	¥ 803	¥ 830	\$ 9,982
利息費用	282	284	288	3,464
期待運用収益	(86)	(33)	(152)	(1,828)
数理計算上の差異の費用処理額	462	(310)	134	1,611
退職給付費用	¥1,659	¥ 744	¥1,100	\$13,229

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

### (c) 退職給付債務等の計算の基礎に関する事項

3月31日終了の連結会計年度	2009	2010	2011
割引率	2.0%	2.0%	2.0%
期待運用収益	0.5%	0.5%	2.0%
数理計算上の差異の処理年数	発生年度に 全額費用処理	発生年度に 全額費用処理	発生年度に 全額費用処理
過去勤務債務の処理年数	発生年度に 全額処理	—	—

## 15. 資産除去債務

2011年3月31日終了の連結会計年度における資産除去債務の増減は以下の通りとなっております。

3月31日終了の連結会計年度	百万円		千米ドル
	2011	2011	2011
期首残高(a)	¥16,564		\$199,206
有形固定資産の取得による増加額	1,281		15,406
時の経過による調整額	714		8,587
資産除去債務の履行による減少額	(5,320)		(63,981)
その他増加額(減少額)(b)	(586)		(7,047)
期末残高	¥12,653		\$152,171

(a) 2011年3月31日終了の連結会計年度より「資産除去債務に関する会計基準」(企業会計基準第18号 平成20年3月31日)及び「資産除去債務に関する会計基準の適用指針」(企業会計基準適用指針第21号 平成20年3月31日)を適用したことによる期首時点における残高であります。  
(b) その他増加額(減少額)の主なものとは為替変動による増減額であります。

## 16. のれん

2009年、2010年及び2011年3月31日終了の連結会計年度におけるのれんの計上額、償却額及び残高は以下の通りです。

3月31日終了の連結会計年度	百万円			千米ドル
	2009	2010	2011	2011
期首残高	¥121,644	¥114,884	¥108,123	\$1,300,337
のれん計上額	—	(2)	(1)	(12)
のれん償却額	(6,760)	(6,759)	(6,760)	(81,299)
期末残高	¥114,884	¥108,123	¥101,362	\$1,219,026

## 17. リース取引

2011年3月31日終了の連結会計年度におけるオペレーティング・リース取引のうち解約不能のものに係る未経過リース料は以下の通りとなっております。

### (a) 借手側

3月31日終了の連結会計年度	百万円	千米ドル
2012年	¥ 3,476	\$ 41,804
2013年以降	13,589	163,428
合計	¥17,065	\$205,232

### (b) 貸手側

3月31日終了の連結会計年度	百万円	千米ドル
2012年	¥ 79	\$ 950
2013年以降	249	2,995
合計	¥328	\$3,945

## 18. 偶発債務

当社及び連結子会社は2011年3月31日現在、関連会社等の負債28,070百万円(337,583千米ドル)に対し、債務保証を行っております。

## 19. セグメント情報等

### 2009年及び2010年3月31日終了の連結会計年度におけるセグメント情報

#### 事業の種類別セグメント情報

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

#### 所在地別セグメント情報

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

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

(a) アジア・オセアニア: インドネシア、オーストラリア、東チモール、ベトナム  
(b) ユーラシア(欧州・NIS諸国): アゼルバイジャン、カザフスタン、イギリス  
(c) 中東・アフリカ: アラブ首長国連邦、コンゴ民主共和国、イラン、リビア、エジプト、アルジェリア、アンゴラ  
(d) 米州: ベネズエラ、エクアドル、アメリカ合衆国、カナダ、スリナム、ブラジル



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

- (a) アジア・オセアニア：インドネシア、オーストラリア、東チモール、ベトナム  
(b) ユーラシア(欧州・NIS諸国)：アゼルバイジャン、カザフスタン、イギリス  
(c) 中東・アフリカ：アラブ首長国連邦、コンゴ民主共和国、イラン、リビア、エジプト、アルジェリア、アンゴラ  
(d) 米州：ベネズエラ、エクアドル、アメリカ合衆国、カナダ、スリナム、ブラジル

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

#### 海外売上高

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

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

- (a) アジア・オセアニア：韓国、台湾、インドネシア、シンガポール、タイ、中国、フィリピン、オーストラリア  
(b) その他の地域：アメリカ合衆国

2010年3月31日終了の連結会計年度	百万円		
	アジア・ オセアニア(a)	その他の 地域(b)	計
海外売上高	¥271,231	¥53,425	¥324,656
連結売上高			840,427
連結売上高に占める海外売上高の割合	32.3%	6.3%	38.6%

- (a) アジア・オセアニア：韓国、台湾、インドネシア、シンガポール、タイ、フィリピン、オーストラリア  
(b) その他の地域：アメリカ合衆国、イタリア

#### 2011年3月31日終了の連結会計年度におけるセグメント情報等

##### 報告セグメントの概要

当社グループの石油・天然ガス開発事業は、取締役会がグループ経営上の重要な意思決定を、分離された財務情報が入手可能な鉱区等の単位で行っております。当社はグローバルに石油・天然ガス開発事業を展開していることから、鉱区等を地域ごとに集約して、「日本」、「アジア・オセアニア」(主にインドネシア、オーストラリア、東チモール)、「ユーラシア(欧州・NIS諸国)」(主にアゼルバイジャン)、「中東・アフリカ」(主にアラブ首長国連邦)及び「米州」を報告セグメントとしております。

各報告セグメントでは石油・天然ガスの生産を行っております。また、「日本」セグメントでは石油製品等の販売も行っております。

##### 報告セグメントごとの売上高、利益又は損失、資産その他の項目の金額の算定方法

報告されている事業セグメントの会計処理の方法は、注記2の重要な会計方針の要約において記載のある会計方針と概ね同一であります。

##### 報告セグメントごとの売上高、利益又は損失、資産その他の項目の金額に関する情報

2011年3月31日終了の 連結会計年度	報告セグメント							
	日本	アジア・ オセアニア	ユーラシア (欧州・NIS諸国)	中東・アフリカ	米州	計	調整額(a)	連結財務諸表 計上額(b)
外部売上高	¥104,525	¥406,828	¥ 68,319	¥350,735	¥12,673	¥ 943,080	¥ —	¥ 943,080
売上高合計	104,525	406,828	68,319	350,735	12,673	943,080	—	943,080
セグメント利益(損失)	25,959	235,814	36,461	243,113	(3,035)	538,312	(8,569)	529,743
セグメント資産	240,239	432,323	503,471	245,865	68,023	1,489,921	1,190,459	2,680,380
その他の項目								
減価償却費	18,457	17,469	9,013	5,112	2,914	52,965	1,280	54,245
のれんの償却額	(1)	—	—	—	(192)	(193)	6,953	6,760
持分法適用会社への 投資額	—	20,067	—	7,084	5,120	32,271	—	32,271
有形固定資産及び無 形固定資産の増加額	¥ 25,697	¥ 45,974	¥ 28,362	¥ 10,838	¥ 2,929	¥ 113,800	¥ 566	¥ 114,366

2011年3月31日終了の 連結会計年度	報告セグメント							千米ドル	
	日本	アジア・ オセアニア	ユーラシア (欧州・NIS諸国)	中東・アフリカ	米州	計	調整額(a)	連結財務諸表 計上額(b)	
外部売上高	\$1,257,065	\$4,892,700	\$ 821,636	\$4,218,100	\$152,411	\$11,341,912	\$ —	\$11,341,912	
売上高合計	1,257,065	4,892,700	821,636	4,218,100	152,411	11,341,912	—	11,341,912	
セグメント利益(損失)	312,195	2,836,007	438,497	2,923,788	(36,500)	6,473,987	(103,055)	6,370,932	
セグメント資産	2,889,224	5,199,315	6,054,973	2,956,885	818,076	17,918,473	14,317,005	32,235,478	
その他の項目									
減価償却費	221,972	210,090	108,395	61,479	35,045	636,981	15,394	652,375	
のれんの償却額	(12)	—	—	—	(2,309)	(2,321)	83,620	81,299	
持分法適用会社への 投資額	—	241,335	—	85,195	61,576	388,106	—	388,106	
有形固定資産及び無 形固定資産の増加額	\$ 309,044	\$ 552,904	\$ 341,094	\$ 130,343	\$ 35,226	\$ 1,368,611	\$ 6,807	\$ 1,375,418	

(a) 調整額は、セグメント間取引消去や各報告セグメントに配分していない収益、費用及び資産が含まれております。

(b) セグメント利益は、連結損益計算書の営業利益と調整しております。

#### 製品及びサービスごとの情報

外部顧客への売上高	百万円		千米ドル	
	2011	2011	2011	2011
3月31日終了の連結会計年度				
原油	¥557,911		\$ 6,709,693	
天然ガス(LPGを除く)	334,650		4,024,654	
LPG	21,597		259,736	
その他	28,922		347,829	
合計	¥943,080		\$11,341,912	

#### 地域ごとの情報

売上高	百万円		千米ドル	
	2011	2011	2011	2011
3月31日終了の連結会計年度				
日本	¥573,132		\$ 6,892,748	
アジア・オセアニア	346,717		4,169,777	
その他	23,231		279,387	
合計	¥943,080		\$11,341,912	

有形固定資産	百万円		千米ドル	
	2011	2011	2011	2011
3月31日現在				
日本	¥211,088		\$2,538,641	
オーストラリア	96,500		1,160,553	
その他	72,274		869,200	
合計	¥379,862		\$4,568,394	

#### 主要な顧客ごとの情報

2011年3月31日終了の連結会計年度における当社グループのアジア・オセアニアセグメントの売上高のうち、254,542百万円(3,061,239千米ドル)は単一の顧客グループに対する売上高であります。

## 20. 関連当事者との取引

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

### 関連会社との取引

会社の名称	所在地	資本金 (千ユーロ)	事業の内容	議決権等の 所有割合	関連当事者 との関係	取引の内容	取引金額 (百万円)
MI Berau B.V.	オランダ王国 アムステルダム市	€ 656,279	インドネシア共和国 西バプア州ベラウ鉱 区及びタンゲー LNG プロジェクトにおける 天然ガスの探鉱・開発	直接 44.00%	役員の兼任、 出資	債務保証 (米ドル貨建) (注)	¥ 20,380

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

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

### 関連会社との取引

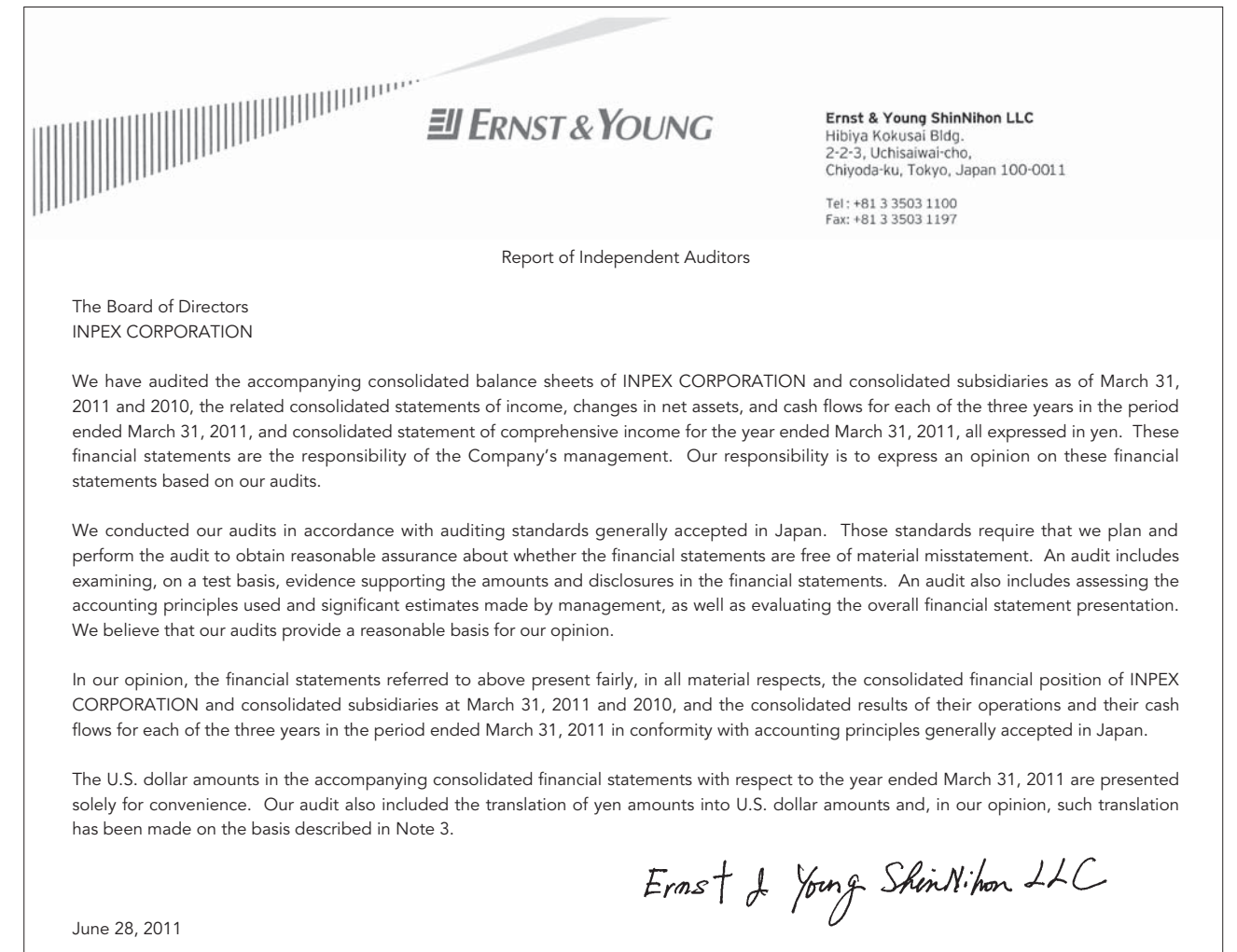
会社の名称	所在地	資本金 (千ユーロ)	事業の内容	議決権等の 所有割合	関連当事者 との関係	取引の内容	取引金額 (百万円)
MI Berau B.V.	オランダ王国 アムステルダム市	€ 656,279	インドネシア共和国 西バプア州ベラウ鉱 区及びタンゲー LNG プロジェクトにおける 天然ガスの探鉱・開 発・生産・販売	直接 44.00%	役員の兼任、 出資	債務保証 (米ドル貨建) (注)	¥ 22,459

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

2011年3月31日終了の連結会計年度における関連当事者との取引はありません。

## 独立監査人の監査報告書

前掲の連結財務諸表は、日本において一般に公正妥当と認められる企業会計の基準に準拠して作成され、日本の金融商品取引法に基づき提出された連結財務諸表を基礎として、日本国外の便宜のため、その一部を組替調整して作成された英文の連結財務諸表を日本語に訳したものであります。英文の連結財務諸表について、下記の通り、英文の監査報告書が添付されており、その日本語訳は英文の監査報告書の後に示してあります。



我々は、添付の国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社の2011年3月31日及び2010年3月31日現在の円表示の連結貸借対照表及びこれらに関連する2011年3月31日をもって終了した3年間の各会計年度の円表示の連結損益計算書、連結株主資本等変動計算書及び連結キャッシュ・フロー計算書並びに2011年3月31日をもって終了した会計年度の円表示の連結包括利益計算書について監査を行った。この連結財務諸表の作成責任は経営者にあり、我々の責任は、監査に基づき、連結財務諸表に対する意見を表明することにある。

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

我々の意見によれば、上記の連結財務諸表は、日本において一般に公正妥当と認められた会計原則に従って、国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社の2011年3月31日及び2010年3月31日現在の連結財務状態ならびに2011年3月31日をもって終了した3年間の各会計年度の連結経営成績及び連結キャッシュ・フローを、すべての重要な点において、適正に表示している。

添付の2011年3月31日に終了した会計年度の連結財務諸表に記載されている米ドル金額は、単に便宜のため示したものである。我々の監査は、円金額の米ドル金額への換算を含んでおり、我々の意見では、当該換算は注記3に述べられている方法により行われている。

新日本有限責任監査法人  
2011年6月28日



# 連結子会社および関連会社

2011年3月31日現在

## 連結子会社

会社名	資本金(百万円)*	議決権の所有	主要な事業の内容
ナトゥナ石油(株)	5,000	100.00%	インドネシア共和国南ナトゥナ海B鉱区における石油・天然ガスの探鉱・開発・生産・販売
サウル石油(株)	4,600	100.00%	オーストラリア連邦/東チモール共同石油開発地域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
アルファ石油(株)	8,014	100.00%	オーストラリア連邦WA-35-L鉱区ほかにおける石油・天然ガスの探鉱・開発・生産・販売
インベックスステング(株)	1,020	100.00%	インドネシア共和国東カリマンタン・マハカム沖海域テンガ鉱区における石油・天然ガスの探鉱・開発・生産・販売
インベックス西豪州ブラウズ石油(株)	67,690	100.00%	オーストラリア連邦西オーストラリア州沖合WA-37-R鉱区ほかにおける石油・天然ガスの探鉱・開発
インベックスマセラアラフラ海石油(株)	33,348	51.93%	インドネシア共和国アラフラ海マセラ鉱区における石油・天然ガスの探鉱・開発
インベックス北マハカム沖石油(株)	3,875	100.00%	インドネシア共和国東カリマンタン沖イーストカリマンタン鉱区における石油・天然ガスの探鉱
インベックス南マカッサル石油(株)	1,097	100.00%	インドネシア共和国南マカッサル海域セブク鉱区における石油・天然ガスの探鉱・開発
インベックスチモールシー(株)	6,712	100.00%	オーストラリア連邦/東ティモール共同石油開発地域JPDA06-105鉱区における石油・天然ガスの探鉱・開発
インベックス南西カスピ海石油(株)	53,594	51.00%	アゼルバイジャン共和国ACG油田における石油の探鉱・開発・生産・販売
インベックス北カスピ海石油(株)	50,580	45.00%	カザフスタン共和国北カスピ海沖合鉱区における石油の探鉱・開発
ジャパン石油開発(株)	18,800	100.00%	アラブ首長国連邦ADMA鉱区における石油の探鉱・開発・生産・販売
インベックスエービーケー石油(株)	2,500	100.00%	アラブ首長国連邦アブアルブクークシュ鉱区における石油の探鉱・開発・生産・販売
帝石コンゴ石油(株)	10	100.00%	コンゴ民主共和国沖合における石油の探鉱・開発・生産・販売
エジプト石油開発(株)	10,722	52.70%	エジプト・アラブ共和国ウエスト・バクル鉱区における石油の探鉱・開発・生産・販売
帝石エル・オアール石油(株)	708	100.00%	アルジェリア民主人民共和国東部地域における石油資源の探鉱・開発
インベックスリビア石油(株)	4,905	100.00%	大リビア・アラブ社会主義人民ジャマールヒリーヤ国42-2&4鉱区及び113-3&4鉱区における石油資源の探鉱
Teikoku Oil Libya UK LTD	67,055 (千ドル)	100.00%	大リビア・アラブ社会主義人民ジャマールヒリーヤ国81-2鉱区及び82-3鉱区における石油資源の探鉱
ベネズエラ石油(株)	100	100.00%	ベネズエラ・ボリバル共和国グアリコオリエンタル地域における休止油ガス田に対する再生事業及び石油・天然ガスの探鉱・開発・生産・販売
Teikoku Oil (North America) Co., Ltd.	16,593 (千ドル)	100.00%	アメリカ合衆国における石油資源の探鉱・開発・生産・販売
インベックスカナダ石油(株)	17,160	100.00%	カナダにおけるオイルサンドを含む石油資源の探鉱・開発

会社名	資本金(百万円)*	議決権の所有	主要な事業の内容
帝石スリナム石油(株)	2,657	60.92%	スリナム共和国北部海域における石油資源の探鉱
帝石パイプライン(株)	100	100.00%	当社委託による天然ガスの輸送及びパイプラインの保守・管理
INPEX DLNGPL Pty Ltd	86,135 (千豪ドル)	100.00%	バユ・ウンダンガスコンデンセート田からオーストラリア連邦ダーウィンLNGプラントまでの海底ガスパイプライン敷設運営事業及びLNGプラントの建設運営事業を行うDarwin LNG社への出資事業
INPEX BTC Pipeline, Ltd.	63,800 (千米ドル)	100.00%	アゼルバイジャン共和国バクー・グルジア トビリシ・トルコ共和国ジェイハンを結ぶオイルパイプラインの建設・運営事業への出資事業
帝石トッピング・プラント(株)	70	100.00%	当社委託による国産原油の精製及び石油製品等の貯蔵・入出荷
インベックストレーディング(株)	50	100.00%	原油の販売及び原油販売代理・仲介・斡旋ならびに石油及び天然ガスの市場調査及び販売企画
帝石プロパンガス(株)	80	100.00%	液化石油ガス、石油製品の販売
埼玉ガス(株)	60	62.67%	都市ガスの供給
(株)帝石物流	10	100.00%	貨物自動車運送及び石油製品の販売
その他23社			

## 持分法適用関連会社

会社名	資本金(百万円)*	議決権の所有	主要な事業の内容
MI Berau B.V.	656,279 (千ユーロ)	44.00%	インドネシア共和国ベラウ鉱区及びタンゲールLNGプロジェクトにおける天然ガスの探鉱・開発・生産・販売
アンゴラ石油(株)	8,000	19.60%	アンゴラ共和国海上3/05鉱区における石油の開発・生産・販売
オハネットオイルアンドガス(株)	6,400	15.00%	アルジェリア民主人民共和国南東部地域におけるガス田の開発・生産・販売
インベックス北カンボス沖石油(株)	6,852	37.50%	ブラジル連邦共和国北カンボス沖合フラーズ鉱区における石油・天然ガスの探鉱・開発への事業資金供給等
その他8社			

## 持分法適用関連会社の子会社

会社名	資本金*	議決権の所有	主要な事業の内容
Frade Japão Petróleo Limitada	103,051 (千リアル)	0.00%	ブラジル連邦共和国北カンボス沖合フラーズ鉱区における石油・天然ガスの探鉱・開発・生産・販売
その他2社			

\*単位未満を切り捨てて表示しています。

# 石油・天然ガス用語

## ■ オイルサンド

坑井によって容易にくみあげることが可能な通常の原油と異なり、流動性のない高粘度のタール状原油を含む砂岩層のこと。採取された原油は、粘性に応じてビチューメン、あるいは超重質油と呼ばれます。

## ■ オペレーター

石油・ガスの探鉱開発に関する石油契約において、権益を保有する当事者が複数の場合、当事者間で共同操業協定を締結し、作業遂行に必要な全ての事項の権利義務について合意しておく必要がありますが、その際実際の石油操業を実施・管理する当事者をオペレーターと呼びます。これに対し、オペレーター以外の当事者は、ノン・オペレーターと呼ばれます。

## ■ 確認埋蔵量

確認埋蔵量(proved reserves)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、現在の経済条件および操業条件の下で、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(estimated quantities)とされています。

## ■ 可採年数

ある年の年末の埋蔵量(reserves)を、その年の年間生産量(production)で除した数値を、その油田またはその地域の可採年数(R/P)と言い、その生産量で毎年生産していった場合、何年生産が継続できるかを示す指標です。

■ **国際エネルギー機関 (IEA : International Energy Agency)**  
主要石油消費国から構成されるエネルギーの共同行動機関で、OECD に付属する独立機関として 1974 年に創設されました。加盟国は28カ国。

## ■ コンセッション契約

産油国政府・国営石油会社等から契約または認可により鉱業権(日本における鉱業権並びに海外におけるパーミット、ライセンスまたはリースを含む。)が石油会社に直接付与される契約です。石油会社は自ら投資してそこから得られる石油・ガスの処分権を持ち、売上からロイヤリティ、税金等の形で産油国へ還元します。

## ■ コンデンセート

一般に、ガス田から液体分として採取される原油の一種で、地下では気体状で存在しているが、地上で採取する際、凝縮する液体(油)をコンデンセート油、または単にコンデンセートと呼びます。

## ■ シェールガス(Shale Gas)

泥岩に含まれる天然ガスで、非在来型天然ガス的一种。泥岩の中で、特に、固く、薄片状に剥がれやすい性質をもつシェール(頁岩)に含まれることから、シェールガスと呼ばれます。

## ■ 推定埋蔵量(当社)

推定埋蔵量(probable reserves)の定義は、石油技術者協会(SPE)が世界石油会議(WPC)・米国石油地質技術者協会(AAPG)・石油評価技術者協会(SPEE)の支援の下に策定した基準(2007PRMS)に従っており、地質的・工学的データに基づき、確認埋蔵量に追加して商業的に回収することが可能と推定される原油・天然ガスの数量とされています。

## ■ 生産分与契約(PS契約)

一社または複数の石油・天然ガス開発会社がコントラクターとして、産油国政府や国営石油会社から探鉱・開発のための作業を自身のコスト負担で請負い、コストの回収および報酬を生産物で受け取ることを内容とする契約です。

## ■ 石油メジャー

国際石油資本とも呼ばれ、ExxonMobil(米)、Royal Dutch Shell(英蘭)、BP(英)、Chevron(米)、TOTAL(仏)の5社が5大メジャーとして有名で、各社とも石油事業上流・下流両部門を保有する一貫体制となっています。

## ■ バレル

バレルは樽(たる)の意味で、石油の場合1バレル=42ガロン(約159リットル)です。

## ■ プレント原油(Brent Crude)

原油価格市場において主要な位置を占める原油のひとつで、主にイギリスの北海にあるプレント油田から採鉱される硫黄分の少ない軽質油です。

## ■ リグ

石油・天然ガスを探したり、採取するための井戸を掘削する装置のことです。

## ■ ロイヤリティ

地下鉱物の所有者(例えば国または地方政府)が、鉱業権付与に際し、生産費用を負担せずに、生産物に対し留保する一定の持分(シェア)を言います。生産量が増加するにつれてこの持分が増大することもあります。現金のほか、現物で支払われることもあります。

## ■ LNG (Liquefied Natural Gas)

液化天然ガスのことで、メタンを主成分とする天然ガスから水分、硫黄化合物、二酸化炭素などの不純物を除去した後、超低温(-162度)に冷却し、液化されたものです。それに伴って体積が600分の1に圧縮され、大量の輸送が可能になります。

## ■ LPG (Liquefied Petroleum Gas)

液化石油ガスのことで炭素数3および4の炭化水素、すなわちプロパン、プロピレン、ブタン、ブチレン、またはこれらを主成分とする石油製品のことで。液化石油ガスは常温・常圧下では気体ですが、加圧や冷却により液化します。

## 単位換算

### 原油

1kl≒6.29バレル  
1トン≒7.4バレル  
1バレル≒6,000cf(天然ガス)  
100千バレル/日≒4百万トン/年(LNG)

### 天然ガス

1cf≒1,000 Btu\*  
10億m<sup>3</sup>≒700千トン(LNG)  
100百万cf/日≒700千トン/年(LNG)  
1兆cf≒1百万トン×20年(LNG)(20百万トン)

### 販売ガス

1m<sup>3</sup>≒37.32cf

### LPG

1トン≒10.5バレル(原油)

### LNG

1トン≒8.8バレル(原油)  
≒1,400m<sup>3</sup>(天然ガス)  
≒53百万Btu\*

\* 英国熱量単位

(注)単位換算値は、概算値です。本数値は取引や証明に使用できる精度を保証していません。

# 会社情報

2011年3月31日現在

## 会社データ

**社名** 国際石油開発帝石株式会社  
(英:INPEX CORPORATION)  
**設立** 2006年4月3日  
**資本金** 2,908億983万5,000円

**住所** 〒107-6332 東京都港区赤坂5-3-1 赤坂Bizタワー  
**従業員数** 1,854名(連結)  
**事業内容** 石油・天然ガス、その他の鉱物資源の調査、探鉱、開発、生産、販売および同事業に付帯関連する事業、それらを行う企業に対する投融資

## 組織図 (2011年6月末現在)



## 株式データ

### 発行可能株式総数

普通株式 9,000,000株  
甲種類株式 1株

### 株主数および発行済株式の総数

普通株式 38,753名/3,655,809株  
甲種類株式<sup>注</sup> 1名(経済産業大臣)/1株

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

### 株式の分布状況

	人数(名)	株式数(株)	持株比率(%) <sup>注1</sup>
金融機関(信託口を含む)	112	529,646	14.5
証券会社	47	25,738	0.7
その他国内法人	430	826,752	22.6
経済産業大臣 <sup>注2</sup>	1	692,307	18.9
外国法人等	673	1,468,447	40.2
個人その他	37,489	108,003	3.0
自己名義株式	1	4,916	0.1

注1:比率は株式数の発行済株式総数(普通株式)に対する割合です。

注2:経済産業大臣の保有株式数には、甲種類株式は含まれていません。

### 大株主(普通株式)の状況

株主名	持株数(株)	持株比率(%) <sup>注</sup>
経済産業大臣	692,307	18.9
石油資源開発株式会社	267,233	7.3
三井石油開発株式会社	176,760	4.8
三菱商事株式会社	134,500	3.7
JXホールディングス株式会社	134,432	3.7
日本マスタートラスト信託銀行株式会社(信託口)	130,362	3.6
日本トラスティ・サービス信託銀行株式会社(信託口)	124,404	3.4
ステート ストリート バンク アンド トラスト カンパニー	99,989	2.7
ジェービー モルガン チェース バンク 380055	95,239	2.6
ステート ストリート バンク アンド トラスト カンパニー 505223	59,362	1.6

注:比率は株式数の発行済株式総数(普通株式)に対する割合です。

### ホームページ

当社ホームページでは、投資家の皆様に財務諸表や最新トピックなど、IRに関する情報を提供しています。  
<http://www.inpex.co.jp/>

### お問い合わせ

IR(投資家情報)に関するお問い合わせは、下記までお願いいたします。  
国際石油開発帝石株式会社  
経営企画本部 広報・IRユニット IRグループ  
電話:03-5572-0234 FAX:03-5572-0235



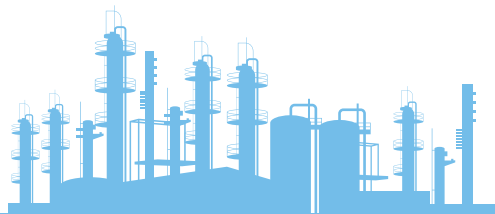
国際石油開発帝石株式会社  
**INPEX CORPORATION**

〒107-6332

東京都港区赤坂5-3-1 赤坂Bizタワー

tel: 03-5572-0200

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



**A Firm Commitment to  
Sustainable Energy**