



国際石油開発帝石株式会社  
**アニュアルレポート 2012**  
2012年3月期

# Developing Stable Energy



ページ番号のクリックにより、  
指定のページに素早くアクセスできます。

### 表紙について

表紙は、豪州イクシスLNGプロジェクトの開発イメージを表しています。年間840万トンのLNGなどを生産する同プロジェクトは、日本のエネルギー安定供給に大きく貢献します。



▶参照:特集 イクシスLNGプロジェクト、P.45-

### アニュアルレポートをご覧の皆さまへ

当社のアニュアルレポートでは、株主・投資家、ビジネスパートナー、地域社会、当社従業員といったステークホルダーの皆さまへ、当社の経営状況や事業内容などについて詳しく解説しています。

アニュアルレポート2012と併せて下記の冊子もご参照ください。



**ファクトブック2012**  
当社の財務内容や主要経営指標をまとめたデータ集  
(2012年8月発行)



**サステイナビリティレポート2012**  
当社の社会的責任や環境に対する考え方や取り組みをまとめた報告書  
(2012年8月発行)



**INPEX中長期ビジョン**  
当社の成長目標とその達成に向けた重点的取り組みをまとめた冊子  
(2012年5月発行)

当社のIRサイト

▶ [inpeco.jp/ir](http://inpeco.jp/ir)



当社のアニュアルレポートのサイト

▶ [inpeco.jp/annualreport](http://inpeco.jp/annualreport)

#### 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。

#### 見直しに関する注意事項

本アニュアルレポートは、当社の計画と見直しを反映した、将来予想に関する記述に該当する情報を含んでいます。かかる将来予想に関する情報は、現在入手可能な情報に鑑みてなされた当社の仮定および判断に基づくものであり、これ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内在しています。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が含まれますが、これらに限られるものではありません。

- ・原油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関わる数値は、原則単位未満を四捨五入して表示しています。P.58以降の「地域別プロジェクトの状況」は、原則2012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。

# INPEX

## Energy for a bright future

## Developing Stable Energy

私たちは石油・天然ガス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します。

国際石油開発帝石（株）（INPEX CORPORATION）は、世界27ヵ国で74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。世界各地で探鉱・開発・生産活動を進めており、埋蔵量・生産量の規模で日本企業最大、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。

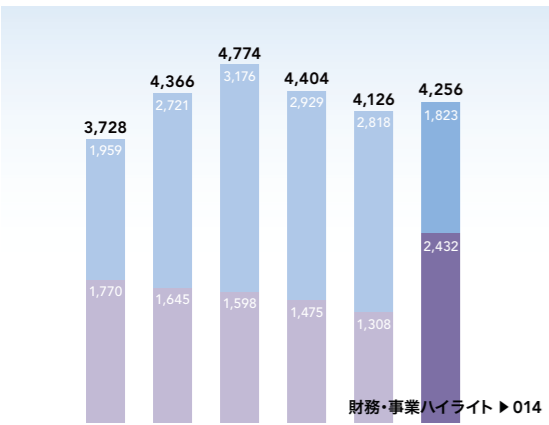
アニュアルレポート2012では、Developing Stable Energy（エネルギーの安定供給に向けたINPEXの取り組み）をテーマとして掲げ、当社の経営理念や、事業環境、注力する大型LNGプロジェクト（イクシス・アバディ）の概要、また、今年5月に策定したINPEX中長期ビジョンの内容を交え、当社の経営内容を総合的にお伝えします。

当社の株式は、東京証券取引所市場第一部（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。

#### 頻出略語

- bbl** .....バレル (barrel)
- cf** .....立方フィート (cubic feet)
- boe** .....原油換算バレル (barrels of oil equivalent)
- boed** .....日量原油換算バレル (barrels of oil equivalent per day)

財務、経理および埋蔵量、生産量に関する主な指標の注記はP.96をご覧ください。石油・天然ガス用語はP.142-143をご覧ください。



財務・事業ハイライト ▶ 014



経営トップからのメッセージ ▶ 022

3つの成長目標

上流専門企業の  
トップクラスへ

3つの基盤整備

総合エネルギー  
企業へ

INPEX中長期ビジョン ▶ 042



特集 Ichthys LNGプロジェクト ▶ 046

INPEXスナップショット ..... 004

1 経営報告とトップメッセージ ..... 013

- 財務・事業ハイライト ..... 014
- 財務・事業ハイライト(グラフ) ..... 016
- 主な事業トピックス ..... 018
- 代表取締役からのご挨拶 ..... 020
- 経営トップからのメッセージ ..... 022

Developing Stable Energy  
エネルギーの安定供給に向けた  
INPEXの取り組み

社長の北村より、当社を取り巻く事業環境やプロジェクトの進捗、  
当社の中長期ビジョンなどについて、ステークホルダーの皆さまへご報告します。

2 市場動向と経営方針 ..... 031

- プロフィールと沿革 ..... 032
- 石油・天然ガスの開発事業について ..... 034
- 石油・天然ガス開発のビジネスモデル ..... 036
- マーケット環境と今後の見通し ..... 038
- 当社の特徴と他社比較 ..... 040

INPEX中長期ビジョン ..... 042

3つの成長目標と3つの基盤整備

中長期にわたり持続的発展を遂げるための3つの成長目標と、  
成長を実現するための3つの基盤整備についてご紹介します。

- 投資計画およびその資金調達手段 ..... 044

3 特集 Ichthys LNGプロジェクト ..... 045

Ichthys LNG Project ..... 046

日本の年間LNG総輸入量の1割相当を生産する  
Ichthys LNG Project、いよいよ開発フェーズへ

2012年1月に最終投資決定を行った大型LNG(液化天然ガス)プロジェクト  
「イクシス」について、過去のエピソードなども交えながら詳しくご説明します。

- イクシスに続く大型LNGプロジェクト ..... 054

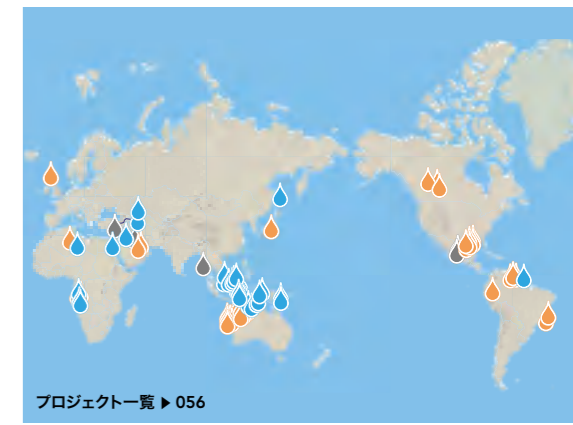
4 プロジェクトの概況 ..... 055

各地域の概況、主要プロジェクトの状況についてご説明します。

プロジェクト一覧 ..... 056

世界27カ国、74プロジェクト

- 地域別プロジェクトの状況
- アジア・オセアニア ..... 058
  - ユーラシア ..... 063
  - 中東・アフリカ ..... 066
  - 米州 ..... 068
  - 日本 ..... 071
  - ガスサプライチェーン ..... 073
  - 地熱 ..... 074



プロジェクト一覧 ▶ 056

5 企業としての社会的責任 ..... 075

- 企業としての社会的責任 ..... 076
- HSEの基本方針 ..... 077
- 安全管理 ..... 078
- 環境対応 ..... 080
- 地域社会貢献 ..... 082
- 公正な取引・人材開発 ..... 084



地域社会貢献 ▶ 082

6 コーポレート・ガバナンス ..... 085

- コーポレート・ガバナンス ..... 086
- 経営体制について ..... 086
- コンプライアンス・情報開示体制について ..... 090
- 取締役、監査役および執行役員 ..... 092



コンプライアンス・情報開示体制について ▶ 090

7 財務・会社情報 ..... 095

- 11年間の主要財務情報 ..... 096
- 当社特有の会計処理・会計方針について ..... 098
- 経営陣による財政状態および経営成績の検討と分析 ..... 101
- 連結財務諸表/連結財務諸表の注記 ..... 108
- 独立監査人の監査報告書 ..... 127
- 連結子会社および関連会社 ..... 128
- 事業等のリスク ..... 130
- 石油・天然ガスの埋蔵量および生産量について ..... 138
- 石油・天然ガス用語 ..... 142
- 索引・単位換算 ..... 144
- 会社情報 ..... 145



財務・会社情報 ▶ 095

世界のエネルギー需要は  
長期的に拡大

新興国の経済発展に伴い、エネルギー需要は世界規模でさらに拡大する見込みです。資源獲得競争が激しくなるなかで、エネルギーの確保・安定供給は大きな課題となっています。

エネルギーの  
安定的・効率的供給に資する  
日本企業最大の  
埋蔵量、  
生産量規模を保有

当社の埋蔵量(確認+推定)は約42.6億原油換算バレル(boe)(2012年3月末現在)、ネット生産量は約42.6万日量原油換算バレル(boed)(2012年3月期)。日本企業では最大、国際的にも石油メジャーに次ぐ中堅レベルの埋蔵量、生産量規模を有しています。

ネット生産量の推移

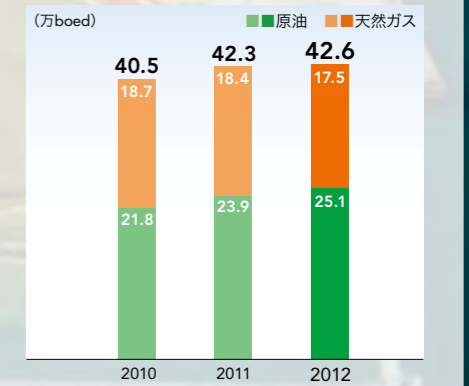


写真:インドネシア ボンタンLNGプラント

## 「天然ガス」と「再生可能エネルギー」への注目

原発問題を機に国内エネルギー政策が見直しを迫られるなか、安全性や環境負荷を考慮したエネルギー源のベストミックス（最適な組み合わせ）の観点から、天然ガスと再生可能エネルギーが注目されています。

## 2大LNGプロジェクトの推進

当社の大型ガス田イクシス（豪州）とアバディ（インドネシア）は、合計の生産量が日本の年間LNG輸入量の1割を超える規模であり、拡大するエネルギー需要への重要な供給源になります。

さらに当社は、石油・天然ガスの開発で培った探鉱・掘削の技術を活かし、再生可能エネルギーである地熱発電の事業化にも注力しています。

## イクシス、アバディLNGプロジェクト



写真：西豪州沖合掘削リグ

**エネルギー開発業界は  
ダイナミックな動きを展開**  
エネルギー開発業界では、各種  
のリスクを軽減しつつ、長期にわ  
たり大規模な投資を継続する必  
要があります。

## 世界27カ国、74プロジェクト を推進し、バランスの取れたポートフォリオを形成

アジア・オセアニア地域を中心に世界27カ国で74プロジェクトを推進。特定地域への  
過度の依存を回避し、バランスの取れた資産ポートフォリオの形成に取り組んでいます。

海外プロジェクト数(2012年6月末現在)

▶参照:P.56-57



写真:カザフスタン カシャガン油田



## 2020年代前半にネット生産量 日量100万バレル(原油換算)へ

2012年5月にINPEX中長期ビジョンを策定し、当社が持続的発展を遂げるための2020年代の達成に向けた3つの成長目標を定めました。

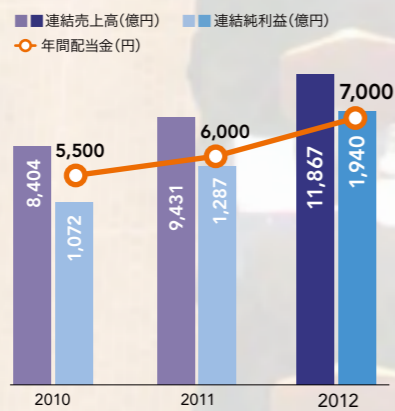
▶参照:P.42-43

3つの成長目標

- 1 **上流事業の持続的拡大**  
2020年代前半にネット生産量100万boedの達成
- 2 **ガスサプライチェーンの強化**  
2020年代前半に国内ガス供給量年間25億m<sup>3</sup>を達成  
(長期的に年間30億m<sup>3</sup>を目標)
- 3 **再生可能エネルギーへの取り組み強化**  
次世代の成長を見据えた研究開発、事業化の取り組みを強化

連結売上高  
**1兆1,867億円**  
連結純利益  
**1,940億円**

過去3年間の業績・配当金の推移



2012年3月期の業績は、油価およびガス価の上昇により、連結売上高は1兆1,867億円(前期比25.8%増)、連結純利益は1,940億円(前期比50.7%増)と大幅な増収増益となりました。年間配当金は1株につき7,000円(前期比1,000円の増配)にいたしました。

写真:2012年3月期第2四半期決算説明会(2011年11月)



写真:南長岡ガス田(試ガステスト)

## 責任ある経営 の推進に向けて

上流専門企業のトップクラスを目指すために、コーポレート・ガバナンスを含むCSR経営の強化を進めています。国連グローバル・コンパクトへの参加、経営諮問委員会の設置など、責任ある経営を推進するための具体的な取り組みを図っています。

- ▶ 参照：企業としての社会的責任、P.75-
- ▶ 参照：コーポレート・ガバナンス、P.85-

写真：豪州 北部準州 ブライデン・ポイント(イクシスLNGプロジェクト)

# 経営報告とトップメッセージ

財務・事業ハイライト	014
財務・事業ハイライト(グラフ)	016
主な事業トピックス	018
代表取締役からのご挨拶	020
経営トップからのメッセージ	022



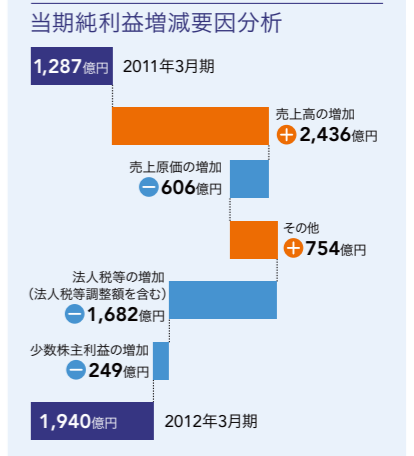
# 財務・事業ハイライト

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  
主な指標の注記はP.96参照

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2012(米ドル*)
<b>損益状況</b>							
売上高(百万円/千米ドル)	¥ 969,713	¥ 1,202,965	¥ 1,076,165	¥ 840,427	¥ 943,080	¥ 1,186,732	\$ 14,447,675
売上総利益(百万円/千米ドル)	625,918	812,411	757,127	542,259	608,247	791,289	9,633,419
営業利益(百万円/千米ドル)	559,077	714,211	663,267	461,668	529,743	709,358	8,635,963
当期純利益(百万円/千米ドル)	165,092	173,246	145,063	107,210	128,699	194,001	2,361,833
EBIDAX(利払い・償却・探鉱費前利益)(百万円/千米ドル)	321,790	382,654	275,871	242,543	274,931	362,597	4,414,378
<b>財政状況</b>							
総資産(百万円/千米ドル)	¥ 1,608,107	¥ 1,807,901	¥ 1,768,045	¥ 2,013,778	¥ 2,680,380	¥ 3,066,398	\$ 37,331,361
自己資本(百万円/千米ドル)	1,028,895	1,157,371	1,271,123	1,387,500	1,996,890	2,179,252	26,530,947
純有利子負債(百万円/千米ドル)	(169,667)	(328,353)	(324,109)	(349,211)	(688,807)	(874,116)	(10,641,782)
<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)	¥ 231,982	¥ 363,995	¥ 230,352	¥ 241,373	¥ 274,094	¥ 320,692	\$ 3,904,212
投資活動によるキャッシュ・フロー(百万円/千米ドル)	(209,243)	(261,767)	(240,168)	(251,812)	(844,511)	(280,864)	(3,419,333)
財務活動によるキャッシュ・フロー(百万円/千米ドル)	13,794	(45,228)	(46,090)	68,937	548,057	29,294	356,635
現金及び現金同等物の期末残高(百万円/千米ドル)	189,417	222,270	162,845	216,395	182,025	249,233	3,034,247
<b>1株当たり情報</b>							
1株当たり当期純利益(円/米ドル)	¥ 70,423.45	¥ 73,510.14	¥ 61,601.60	¥ 45,553.56	¥ 40,832.40	¥ 53,137.93	\$ 646.92
1株当たり純資産(円/米ドル)	436,467.92	491,168.09	540,100.10	589,548.88	546,958.90	596,908.99	7,266.97
1株当たり配当額(円/米ドル)	7,000.00	7,500.00	8,000.00	5,500.00	6,000.00	7,000.00	85.22
配当性向(%)	9.9%	10.2%	13.0%	12.1%	14.7%	13.2%	13.2%
<b>財務指標</b>							
純有利子負債/純使用総資本(%)	(18.6)%	(36.1)%	(31.2)%	(30.6)%	(48.9)%	(60.7)%	(60.7)%
自己資本比率(%)	64.0%	64.0%	71.9%	68.9%	74.5%	71.1%	71.1%
自己資本利益率(ROE)(%)	17.7%	15.8%	11.9%	8.1%	7.6%	9.3%	9.3%
純使用総資本利益率(ネットROACE)(%)	20.4%	21.4%	14.6%	10.5%	10.8%	16.0%	16.0%
<b>株価指標</b>							
期末株価(円/米ドル)	¥ 1,020,000	¥ 1,110,000	¥ 683,000	¥ 686,000	¥ 631,000	¥ 559,000	\$ 6,805
時価総額(億円/百万米ドル)	24,056	26,178	16,108	16,179	23,068	20,436	24,879
株価収益率(PER)(倍)	14.5	15.1	11.1	15.1	15.5	10.5	10.5
株価純資産倍率(PBR)(倍)	2.3	2.3	1.3	1.2	1.2	0.9	0.9
<b>事業データ</b>							
確認埋蔵量(百万原油換算バレル)	1,770	1,645	1,598	1,475	1,308	2,432	2,432
ネット生産量(千日量原油換算バレル)	418	423	405	405	423	426	426
探鉱・開発投資(百万円/千米ドル)	217,646	315,684	294,364	235,721	248,005	243,531	2,964,828

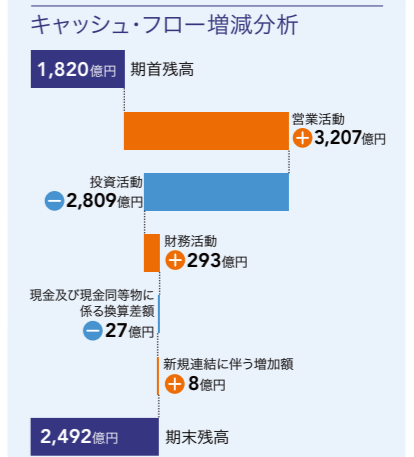
当期純利益  
**1,940億円**  
(前期比653億円、50.7%増) ↑

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売上高が2,436億円増加したことなどが寄与して、当期純利益は前期比50.7%増益の1,940億円となりました。

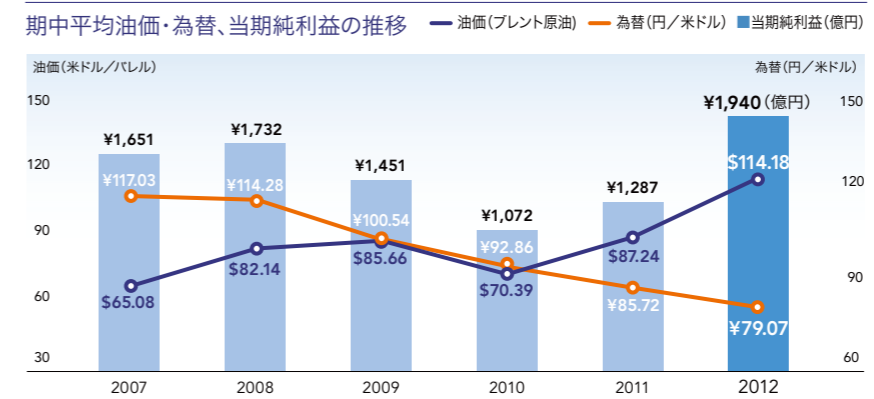


キャッシュ・フロー  
(現金及び現金同等物の期末残高)  
**2,492億円**  
(前期比672億円、36.9%増) ↑

営業活動によるキャッシュ・フローは、油価及びガス価の上昇などにより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が寄与して、前期比466億円増加の3,207億円となりました。  
これに投資活動に支出したキャッシュ・フローのマイナス2,809億円および財務活動によって得られたキャッシュ・フロー293億円を加えた結果、現金及び現金同等物の期末残高は期首に比べ672億円増加し、2,492億円となりました。



\*1 円貨から米ドル表示への換算は、単に便宜上、2012年3月31日時点の換算レートである1米ドル=82.14円で計算しています。



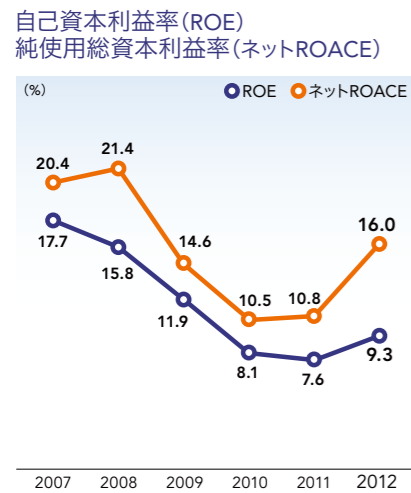
# 財務・事業ハイライト(グラフ)

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  
主な指標の注記はP.96参照

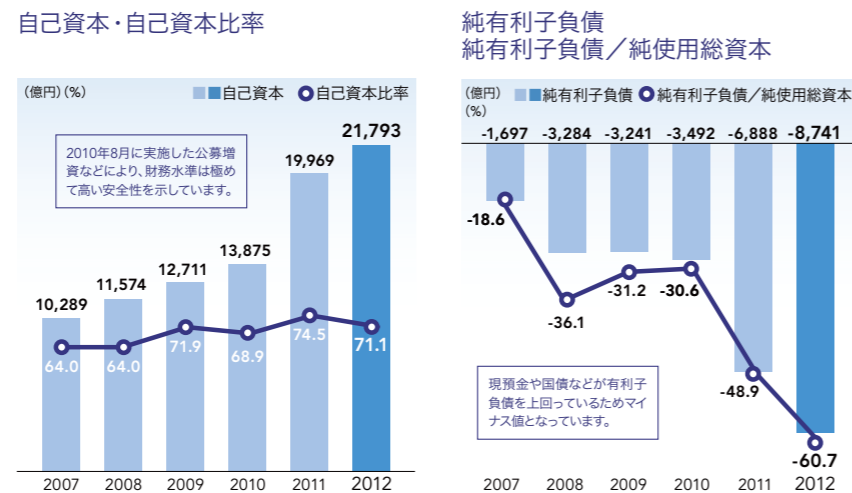
## 収益性指標 ▶参照:その他の収益性指標、別冊ファクトブック2012 P.08



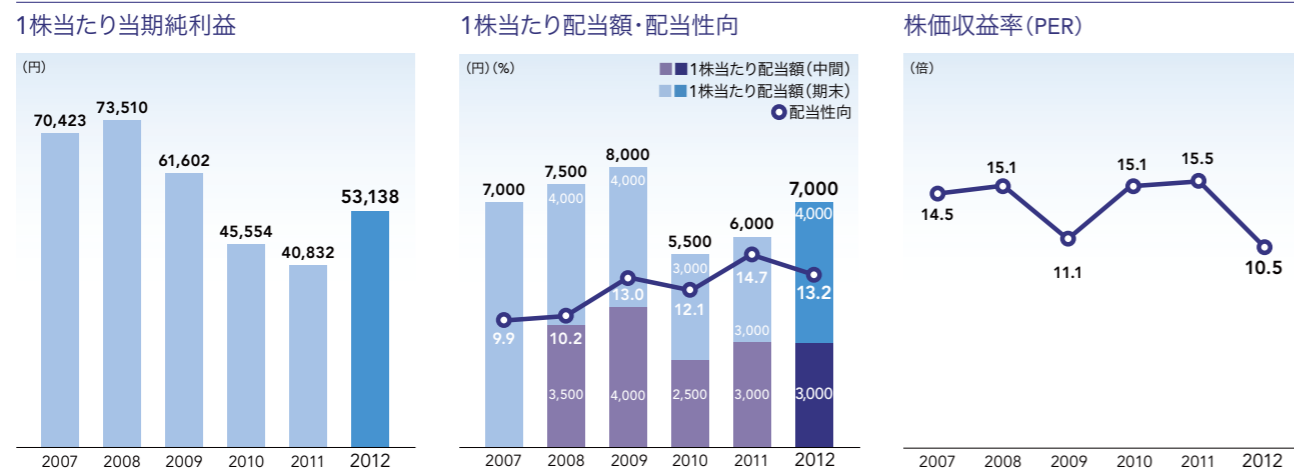
## 効率性指標 ▶参照:その他の効率性指標、別冊ファクトブック2012 P.09



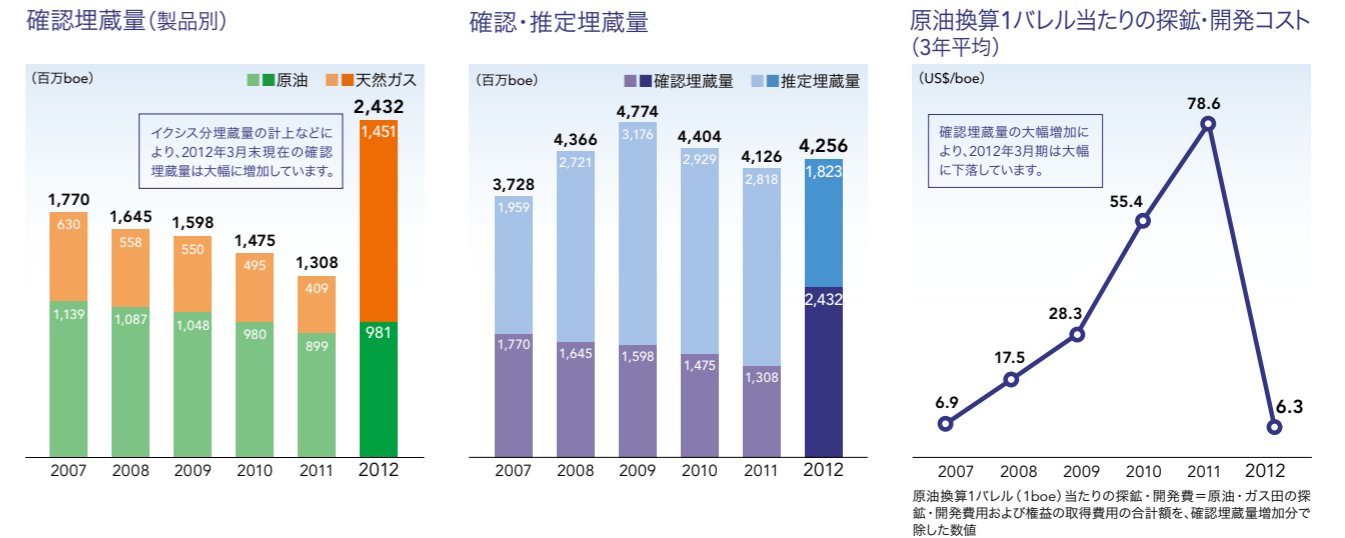
## 安全性指標 ▶参照:その他の安全性指標、別冊ファクトブック2012 P.11



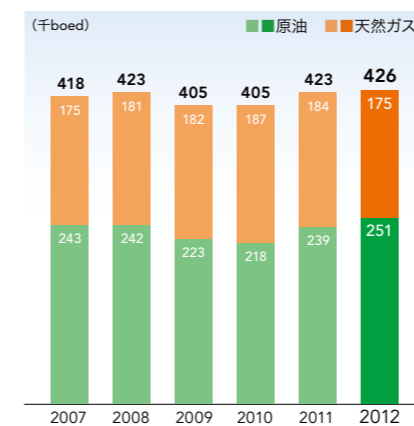
## 投資指標 ▶参照:その他の投資指標、別冊ファクトブック2012 P.12



## 埋蔵量・生産量指標 ▶参照:その他の埋蔵量・生産量指標、別冊ファクトブック2012 P.13



## ネット生産量(製品別)



## 原油換算1バレル当たりの生産コスト



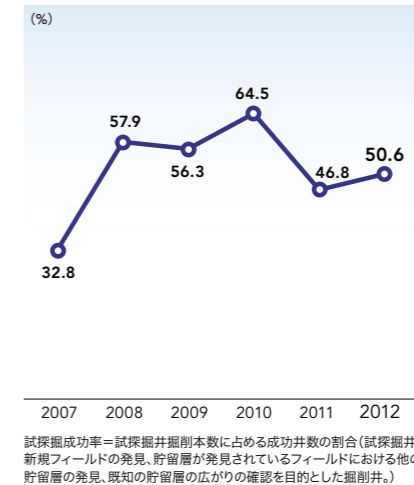
## 可採年数



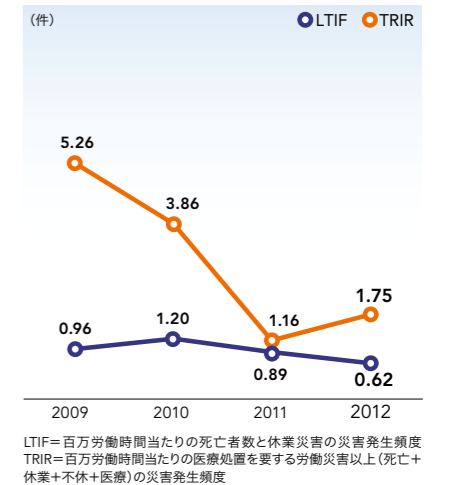
## リザーブ・リプレースメント・レシオ(3年平均)



## 試探鉱成功率(3年平均)



## 災害発生頻度(LTIF, TRIR)



# 主な事業トピックス

生産中 開発中 開発準備中 探鉱中 その他

2011.6 インドネシア  
**ルビーガス田の開発移行を決定**

開発検討中であったインドネシア・セブク鉱区ルビーガス田の開発移行を決定しました。生産開始は2013年後半の予定です。



ルビーガス田海上生産施設(イメージ)

2011.7 インドネシア  
**アバディLNGプロジェクト一部権益の譲渡を決定**

インドネシアのアバディLNGプロジェクトでは、開発検討作業の推進に向け、戦略的パートナーとしてシェル社を選定し、同社子会社に対し権益の30%を譲渡することを決定しました。

▶参照:P.54、P.61



アバディのフローティングLNG(イメージ)

2011.10 チモール海 共同石油開発地域  
**キタン油田の生産を開始**

JPDA06-105鉱区キタン油田において、10月10日より原油生産を開始しました。生産される原油は、洋上石油生産・貯油・出荷施設(FPSO)により処理・出荷され、日量約4万バレル(ピーク時)の生産を見込んでいます。

▶参照:P.62



キタン油田の生産テスト

2011.11 カナダ  
**シェールガス開発生産プロジェクトへの参加**

カナダのネクセン社との間で、同社がプリティッシュ・コロンビア州北東部のホーンリバー、コルドバおよびリアードの各地域に保有するシェールガス鉱区の40%権益を取得することについて、基本合意しました。

▶参照:P.69



シェールガスの開発現場

2012.1 豪州  
**イクシスLNGプロジェクトの最終投資決定(FID)**

当社がオペレーターとして事業を進める豪州イクシスLNGプロジェクトにて、2012年1月13日に最終投資決定を行い、開発作業を開始しました。

▶参照:P.46-



最終投資決定のセレモニー

2012.3 豪州  
**プレリウドFLNGプロジェクト権益の取得**

シェル社との間で、西豪州沖合WA-44-L鉱区において開発中のプレリウドFLNGプロジェクトの17.5%権益を取得することについて合意しました。シェル社は2011年5月に世界初のFLNGプロジェクトとして本プロジェクトの最終投資決定を行っており、2007年初めのガス田発見からおよそ10年での生産開始を目標としています。

▶参照:P.54、P.62



FLNG船(イメージ)

2011年

4月

5

6

7

8

9

10

11

12

2012年

1月

2

3

4

5

6

2011.5 国内  
**富山ラインの建設を決定**

新潟県糸魚川市から富山県富山市までの天然ガス輸送パイプライン(富山ライン)の建設を決定しました。2014年末の供用開始を目指しています。

▶参照:P.72



富山ライン建設予定ルート

2011.6 国内  
**地熱開発に向けた共同調査を開始**

出光興産(株)と共同で、北海道阿女嶺岳地域(赤井川村、札幌市)および秋田県小安地域(湯沢市)において、地熱発電の共同調査を開始しました。

▶参照:P.74



地熱開発の調査対象地域

2011.11 インドネシア  
**ババルスラル探鉱鉱区の取得**

インドネシア東部海域ババルスラル鉱区の100%権益を公開入札により取得しました。今後オペレーターとして探鉱活動を実施していきます。



鉱区位置

2012.1 マレーシア  
**サバ沖探鉱鉱区の取得**

マレーシア・サバ州沖合S鉱区の75%権益および同鉱区南西R鉱区の37.5%権益を取得しました。うちS鉱区では、オペレーターとして探鉱活動を実施していきます。



鉱区位置

2012.5 イラク  
**探鉱ブロック10鉱区を落札**

露大手ルクオイルの子会社とともに、イラク第4次公開入札に共同で参加し、ブロック10鉱区(探鉱鉱区)を落札しました。同鉱区は周辺に世界有数の油田がある有望なエリアで、今後地震探鉱のデータ収録作業や試掘井の掘削などの探鉱作業を実施していきます。

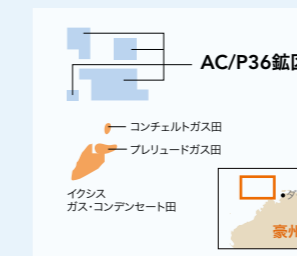


鉱区位置

2012.6 豪州  
**AC/P36探鉱鉱区の取得**

西豪州沖合の探鉱鉱区AC/P36の権益50%を米マーフィー社から取得し、今後当社がマーフィー社に代わり本鉱区のオペレーターとなることについて合意しました。

同鉱区の周辺には、イクシスなど多数のガス・コンデンセート田が発見・開発されており、今後、試掘井の掘削を含む探鉱作業を実施していきます。



鉱区位置

## 事業ハイライト

(2011年4月~2012年6月末)

### 取得・新規参入したプロジェクト

- 2011年11月 インドネシア **ババルスラル探鉱鉱区**
- 2011年11月 カナダ **シェールガス開発生産プロジェクト**
- 2012年1月 マレーシア **サバ沖探鉱鉱区**
- 2012年3月 豪州 **プレリウドFLNGプロジェクト**
- 2012年5月 イラク **探鉱ブロック10鉱区**
- 2012年6月 豪州 **AC/P36探鉱鉱区**

### 開発移行、生産を開始したプロジェクト

- 2011年6月 インドネシア **ルビーガス田の開発移行**
- 2011年10月 **チモール海共同石油開発地域キタン油田の生産開始**

## 2013年3月期の主な予定

(大型プロジェクト)

- イクシスLNGプロジェクト **各施設の詳細設計や調達を主体に作業**
- アバディLNGプロジェクト **2012年下半年に基本設計(FEED)作業を開始予定**
- カシャガン **生産開始の目標は2012年末**

## 代表取締役からのご挨拶



代表取締役副会長  
福岡 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。

皆さまには、平素より国際石油開発帝石（株）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、石油・天然ガスの開発企業として、世界各国で合計70以上のプロジェクトを推進しております。生産量・埋蔵量で国内第一の規模を有し、世界的にも上流専門企業の中堅へと成長してまいりました。本年1月には豪州イクシスLNGプロジェクトの最終投資決定を行いました。今後も、このような大型LNG開発プロジェクトを成功させることで、当社はさらに飛躍を遂げ、総合エネルギー企業への展開・進化を目指してまいります。

石油・天然ガスの開発事業を取り巻く環境は、大きな変化が続いています。世界のエネルギー需要が新興国を中心に拡大を続けるなか、資源獲得競争は激化しており、非在来型資源への取り組みや、エネルギー開発の大前提となる安全操業・環境への対応もより一層求められています。また、日本では、昨年の東日本大震災以後、エネルギー供給源を見直す動きが高まっています。

このような事業環境を踏まえ、アニュアルレポート2012では、Developing Stable Energy（エネルギーの安定供給に向けたINPEXの取り組み）をテーマに、当社の経営理念や事業環境、プロジェクトの概要、また、今年5月に策定した中長期ビジョンの内容をお伝えしております。震災以降、重要性が再認識されたエネルギーの安定的かつ効率的供給への取り組みを具体的にご説明しておりますので、是非ご覧ください。

株主をはじめとしたステークホルダーの皆さまのご期待にお応えし、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。今後とも一層のご理解と変わらぬご支援を賜りますようお願い申し上げます。

2012年7月

代表取締役会長      代表取締役副会長      代表取締役社長

## 経営トップからのメッセージ

ステークホルダーの皆さまへ

# Developing Stable Energy

エネルギーの安定供給に向けたINPEXの取り組み



代表取締役社長  
北村 俊昭

2012年3月期は、前期比増収増益を達成できたことに加え、大型LNG（液化天然ガス）プロジェクトをはじめとした各プロジェクトで大きな進展がありました。この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、さらに、今後のさらなる成長に向けて策定したINPEX中長期ビジョンなどについて、ステークホルダーの皆さまへご報告いたします。

## 1. 1年間を振り返って

世界経済の不安定化が増すなかで、エネルギーを取り巻く事業環境が大きく変化する一方、日本では震災を機にエネルギーの安定供給の重要性が再確認された1年でした。当社も日本を代表するエネルギー開発企業として、その役割と重要性を再認識しています。

### 前期業績の概要

2012年3月期における当社の業績は、引き続き原油価格の上昇に支えられ、連結売上高は前期比25.8%増の1兆1,867億円、当期純利益は同50.7%増の1,940億円と過去最高益を更新しました。株主の皆さまへの配当金は年間1株当たり7,000円と、前期より1,000円増配いたしました。

確認埋蔵量は主にイクシスの推定埋蔵量からの格上げなどにより前期比86%増の24.3億バレル（原油換算）となり、リザーブ・リプレースメント・レシオ（3年平均）は282%と業界トップクラスの水準となりました。ネット生産量は日量42.6万バレル（原油換算）で堅調に推移しました。

2012年3月期は、安全対策にも引き続き積極的に取り組みました。各プロジェクトにおいて大きな災害に至る事故は無く、災害頻度を示す指標（LTIF、TRIR）はともに当社が設定した年度目標値を達成し、絶対値でも同業他社の平均値と比べ、遜色ない数値を示しています。

### エネルギーを取り巻く情勢

資源獲得競争の激化や環境規制への対応など、多くの課題を抱えるエネルギー情勢は、この1年でさらに大きく様変わりしました。

世界に目を向けると、2011年後半から中東地域における政治的・宗教的緊張の高まりなどの地政学リスクが顕在化し、

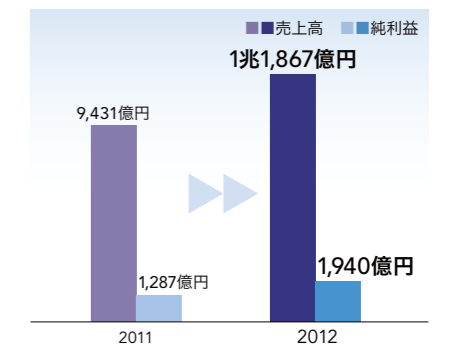
それを受けて原油価格の高騰が見られました。しかし、2012年春先からは、欧州債務危機をきっかけに世界経済の不透明感が広がり、地政学リスクを上回る形で世界のエネルギー情勢に影響を与え、原油価格の下落基調をもたらしています。

そのようななか、世界のエネルギー需要は、中国やインドなどの新興国の経済発展を背景に、中長期的に伸び続けることが予測されています。一方、生産地域が限られる石油と天然ガスは、新規の探鉱・開発案件が深海など技術的に難易度の高いフロンティア地域に移行しつつあります。また、供給側である資源国では鉱区開放に慎重な態度を示す国が増えており、新興国との資源獲得競争が激しくなっています。近年の北米におけるシェールガス・シェールオイルをはじめとした非在来型資源の開発が、少なくとも米国でのエネルギー需給の構造を大きく変えつつあり、それがグローバルにどう波及するかが注視されています。一部には、非在来型資源によりエネルギー全体の需給も緩和されるのではないかという見方もありますが、現場の第一線で受ける印象では、すでに非在来型資源を巡っても激しい資源獲得競争がはじまっており、そのように楽観はできないと思っています。

日本では、東日本大震災に伴う原子力発電所の事故を機に原発の見直し議論が活発化し、2012年5月には一時、国内すべての原発が稼働停止となる事態になりました。原発の代替として、短期的にはLNGを原料とする火力発電への流れが見られますが、中長期的には原発の代替となるエネルギー資源の安定的な調達が課題となっており、そのようなエネルギー源の最適な組み合わせ（ベストミックス）が検討されています。

未曾有の災害から1年超が経過しましたが、復興復旧の道のりはこれからも続きます。当社といたしましても、引き続き緊急時におけるエネルギー・サプライチェーンの整備を含め、日本のエネルギー安定供給に貢献していきます。

### 売上高・当期純利益



### 確認埋蔵量

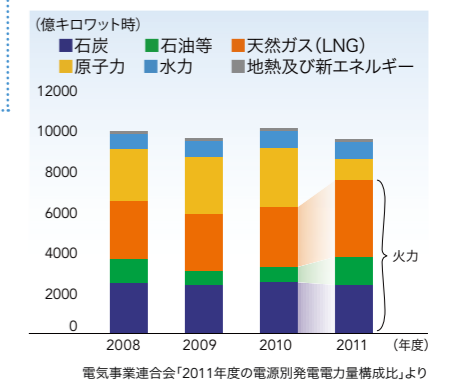
24.3 億原油換算バレル (boe)

### 生産量

42.6 万日量原油換算バレル (boed)

▶ 参照：財務・事業ハイライト、P.14-17

### 国内の電源別発電量



## 2. エネルギー開発を巡る事業環境

**資源獲得競争の激化や地政学リスクの増大、環境規制への対応など、変化の大きい事業環境において、大きく注目を集めている「天然ガスシフト」と、「再生可能エネルギー」についてお話しいたします。**

### 天然ガスシフト

私は、エネルギー源のベストミックスを検討する上で重要なことは、まず安定的供給、そして効率性、環境への影響だと考えます。それらを満たすものとして現在注目されているのが天然ガスです。天然ガスは、石油や石炭と比較した場合に価格および環境の両面において優位性が高いとされており、原発事故後のエネルギー政策の見直し議論が進む日本では特に期待が高まっています。

日本では原発再稼働の是非も含め、国内のエネルギー政策について議論が続いていますが、私は、①省エネ、②化石燃料(石炭、石油、天然ガス)、③再生可能エネルギー(原発を除く)、④安全を前提に原発の再稼働、の順でバランスを取るという方向性が大きな流れだと思えます。原発の再稼働に議論はありますが、①～③は既定路線であり、そのなかでも②の化石燃料では、環境負荷が比較的小さい天然ガスの果たす役割が飛躍的に増加することは間違いないと思っています。

天然ガスに期待が高まるなか、特に注目されているのが北米産天然ガスです。米国では、暖冬による需要減やシェールガスの生産急増により、米国産天然ガスの価格が大幅に低下しています。液化して運搬するコストを加えても、日本向けや東アジア向けのLNGスポット価格に比べ割安との試算もあり、北米産天然ガスの日本向け持ちこみが検討されています。一方で、シェールガスを掘削する際の環境への懸念、米国の内需が拡大するなかで長期安定的な供給力の確保や、米国の国家エネルギー戦略との整合性、LNG化して輸出するためのインフラ整備、さらには中小規模が多い事業者の操業能力や安定性といった多くの課題があるのも事実です。

これらの課題を踏まえつつも当社は、グローバルなガスポートフォリオ構築の一環として2011年11月に、カナダにおいてシェールガス権益を取得しました。インフラ整備をはじめとした課題はあるものの、カナダは米国に比べLNG輸出に政府が積極的とされています。当社では、シェールガスを中心とした北米産天然ガスも視野に入れつつ、LNGを中心にグローバルな天然ガスポートフォリオを拡充していくのが望ましいとの考えのもと、今後も天然ガスの安定供給に貢献する権益への参入を進めていきます。

### 再生可能エネルギー

長期的に重要性が増すエネルギー源として、太陽光や風力、地熱といった、発電時にCO<sub>2</sub>をほとんど排出しない、環境にやさしい「再生可能エネルギー」への注目が高まっています。

当社でも、30年から50年先を見据え、再生可能エネルギーへの取り組みは必須であると判断し、複数の事業化を検討していますが、なかでも地熱開発には最も力を入れて取り組んでいます。当社グループには、地熱開発の掘削を国内で最も多く行ってきた子会社(帝石削井工業(株))があります。地中に井戸を掘る地熱開発に求められる技術は、石油開発のそれと共通しており、当社の技術的な強みも発揮できます。

日本には、インドネシア、米国に次ぐ世界第3位の地熱資源量を有する高いポテンシャルがある一方で、地熱資源のある地域の多くが国立公園や温泉地にあるなど、開発には、環境面に関する規制や地元の理解などに留意する必要があります。当社は2011年6月に、出光興産(株)と共同で秋田県と北海道での地熱開発に参加し、その基礎調査を行っています。今後も、さまざまな課題を克服しながら、日本、そして海外のなかでも当社が特に強みとするインドネシアなどで、地熱開発などの再生可能エネルギーの可能性を追求していきます。

▶参照:地熱、P.74

### 当社の役割を再認識

石油や天然ガスを主体とするエネルギーの開発を行う当社は、資源小国である日本に対する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担っています。エネルギー資源の乏しい我が国にあって、エネルギーを安定的に確保する上で最も安心できる方法は、エネルギー資源を自らの手で開発すること、すなわち「エネルギーの自主開発」にほかなりません。特に震災以降、私をはじめ当社社員一同、エネルギーの自主開発の重要性とその社会的使命を以前にも増して認識するようになりました。

当社は世界20カ国以上でプロジェクトを進めています。なかでも、日本のLNG年間輸入量の約1割を担う規模の大型LNGプロジェクト「イクシス」への最終投資決定を2012年1月に行い、生産開始に向けた開発作業に着手しました。

**エネルギーの自主開発とは**  
産油国において長期にわたる探掘権またはそれに準ずる権利を取得し、原油・天然ガスの探掘・開発・生産を行い、生産した原油・天然ガスの一定割合を取得すること。自主開発により、通常の売買契約と比較し、長期安定的に石油等を確保でき、緊急時の安定的な供給源として重要な役割を果たすことができる。

当社は、エネルギーの自主開発に大きく貢献するこの大型LNGプロジェクトにおいて、日本企業としてはじめてオペレーター(操業主体)を務めています。オペレーターは、コスト管理やスケジュール管理も含め、探掘から開発、生産に至るさまざまな局面で決定・交渉に責任を負っており、ノン・オペレーター(非操業主体)とは質的に大きく異なります。特に生産開始まで10年以上の時間を費やすこともある大型プロジェクトにおいて、オペレーターとして国際的に評価される実績を積み重ねれば、開発会社そのものの国際的な信用力が増し、その結果、多くのプロジェクトにパートナーとして参加する機会、すなわち新しい権益を獲得するチャンスが拡大します。私はこれを「成長の好循環」と呼んでいます。イクシスの成功は、当社がこの好循環過程に入ることを意味します。イクシスプロジェクトの成功に向けて最大限の努力をし、産油国やパートナーとの国際的な信頼関係をより強固なものとする事で、資源の安定確保・安定供給と同時に企業としての持続的成長に結び付けていきたいと強く思っています。

エネルギーの安定・効率供給と企業の持続的成長を達成するために、経営トップの果たすべき役割には大きく二つあると考えています。一つは、プロジェクトの確実な実現に向け経営資源を効果的・効率的に配分・運用すること。そしてもう一つは、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もとで、当社にとって優良な権益獲得機会の最大化とリスクの最小化を図ることです。そこで、2012年5月に当社の中長期経営方針を示す「INPEX中長期ビジョン」を策定し、その目標と具体的な取り組みをより明確にしました。その内容は後述いたしますが、当社が中長期にわたり持続的発展を遂げるための成長目標を掲げ、その達成に向けて、イクシス生産開始までの5年間の重点的取り組みと、生産開始後約10年間の成長目標を定めました。また、グローバルな企業に求められるCSR経営の推進やコーポレート・ガバナンス体制をさらに強化する取り組みも盛り込んでいます。

“オペレーターとしての実績を積むことで、国際的な信用力が増し、多くのプロジェクトにパートナーとして参加する機会、すなわち新しい権益の獲得につながります。これを「成長の好循環」と呼んでいます。”



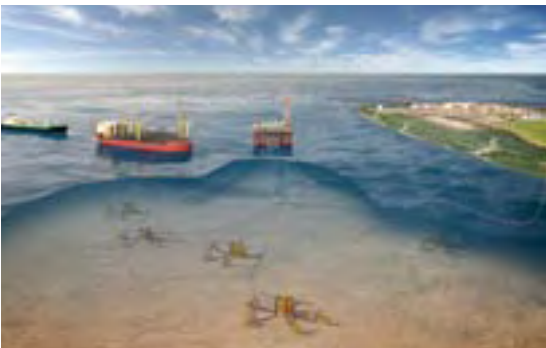
### 3. 大型LNGプロジェクト、豪州イクシスの開発始動

イクシスの生産量

LNG年間 **840** 万トン

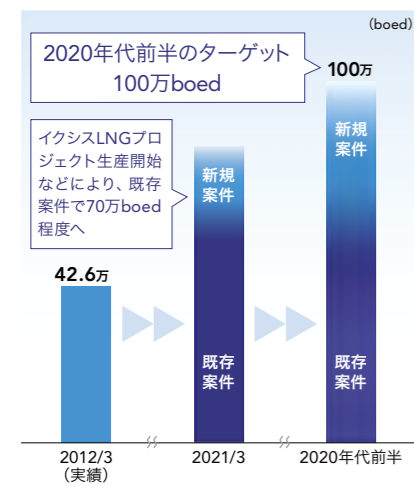
LPG年間 **160** 万トン

コンデンセート日量 **10** 万バレル (ピーク時)

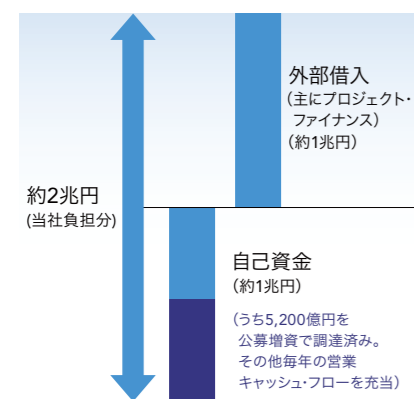


イクシスLNGプロジェクト  
▶ 参照: P.46-

ネット生産量長期予測



イクシスLNGプロジェクトに必要な資金調達



2012年1月、総投資額340億米ドルの大型LNGプロジェクト、「イクシス」への最終投資決定を行い、日本のエネルギー安定供給に大きく貢献しうるプロジェクトの開発作業が本格始動しました。

イクシスの意義

2012年1月、豪州の大型LNGプロジェクト「イクシス」の最終投資決定を行い、本格的な開発作業に入りました。このプロジェクトでは、総額340億米ドルを投じて年間840万トンのLNGなどを生産する施設を建設し、2016年末までの生産開始を予定しています。現在の日本の年間LNG輸入量の約1割を担うLNG生産量に加え、コンデンセート(超軽質原油)やLPGも生産し、本格稼働後は、自主開発によって日本のエネルギー安定供給に大きく貢献できるプロジェクトです。

また当社は、本プロジェクトで権益の約7割を持つオペレーターを務めています。日本企業がオペレーターを務める初の大型LNGプロジェクトであり、日本のエネルギー開発の歴史にとっても大きな意味があると思っています。

イクシスの生産開始などにより、当社の生産量は現在の日量約40万バレル(原油換算)から2021年3月期には既存プロジェクトだけで日量約70万バレルに達する見通しであり、当社が2020年代前半での達成を目指す日量100万バレルが視野に入ります。これにより、メジャーに次ぐ上流専門企業のトップグループ入りするという目標にも大きく近づくことができます。

イクシスLNGプロジェクトはまた、豪州にとっても大きな意義のあるプロジェクトです。特にLNGプラントを建設する北部準州・ダーウィンでは、雇用を中心に大きな経済効果が期待され、地元・州をあげての歓迎を受けています。私自身も現地を訪れるたびに、連日地元メディアに本プロジェクトの関連ニュースが大きく取り上げられているのを目にし、プロジェクトに対する現地の関心の強さを実感しています。

イクシス生産開始への自信

イクシスLNGプロジェクトは日本企業として、そして当社にとっても、オペレーターとして初の大型プロジェクトであります

が、当然プロジェクトの遂行にあたりさまざまなリスクが存在することもよく認識しています。このため当社はプロジェクトの検討段階で、通常のリスク分析に加え、他の先行プロジェクトを徹底的に研究しました。過去の大規模LNGプロジェクトにて実際に発生したスケジュール遅延やコスト超過などをケーススタディし、それを踏まえ、施設の建設請負会社との入念な調整や入札前段階での技術設計書の詰りを徹底的に行いました。その結果、プロジェクトコストについては、75%程度をランプ・サム契約(固定価格契約)とするなど、コストオーバーランリスクを大幅に軽減させています。

イクシスLNGプロジェクトに必要な資金調達についても慎重に検討を重ねてまいりました。プロジェクトコストでの当社負担分は約2兆円になります。そのうち約半分(約1兆円)はプロジェクト・ファイナンスを中心としたドル建ての銀行借入を検討しています。これまで融資交渉を続けてきた日本、豪州などの銀行からはきわめて積極的な参加意向が示されており、今のところ欧州債務危機の影響は心配しておりません。もう半分の約1兆円は自己資金を使用することになりますが、うち5,200億円は2010年の公募増資で調達済みであり、残りは毎年の営業キャッシュ・フローにより賄えると考えています。

また、イクシスの事業パートナーである石油メジャーのTOTAL社は、当社と40年以上にわたって協力関係にあるほか、LNGプロジェクトのオペレーター経験も豊富な世界的に有力な開発会社です。TOTAL社とのパートナーシップを通じて、当社もオペレーターとしての経験・知見を蓄積していきます。

プロジェクトの成功に向けた決意

イクシスの最終投資決定は、当社の社運を懸けたと言えるほど不退転の決意で臨んだものですが、プロジェクト全体の過程で見れば、あくまでマイルストーンの一つに過ぎません。これまでの計画策定ステージから、実際に建設を開始して世界でも最大級の生産施設、設備を完成させるという新たな段階のスタートラインに立ったわけです。先程ご説明したような、

最終投資決定に至るまでの着実なプロジェクトの進め方、特に先行プロジェクトの徹底的な研究による入念な調整・詰め、および、地元・地域社会との密接なコミュニケーションを通じた信頼関係の構築は、「INPEX WAY」(INPEXのやり方)として国際的にも高い評価を得ており、最終投資決定後、世界の石油業界が当社を見る目も少し変わってきたような実感もあります。あらゆるステークホルダーからの期待を背負いつつ、まさにこれからがオペレーターとしての当社の真価が問われるという認識のもと、当初のスケジュールとコストに沿った形でのプロジェクトの完成・成功へ向け、最大限の努力を続けてまいります。



当初のスケジュールとコストに沿った形でのプロジェクトの完成・成功へ向け、最大限の努力を続けます。

### 4. 今後の成長に向けた主なトピックス

イクシスに続く大型LNGプロジェクト・アバディ(インドネシア)は、今年後半の基本設計(FEED)作業の開始に向け準備を進めています。また、2012年3月には、フローティング方式によるLNGプロジェクトとして世界ではじめて最終投資決定を行ったプレリユードFLNGプロジェクト(豪州)の一部権益を取得しました。

アバディとプレリユード

当社がオペレーターとして作業を進めているアバディLNGプロジェクトでは、2010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、2012年後半の基本設計(FEED)作業開始に向けて準備を行っています。アバディでは、「洋上液化設備(フローティングLNG)」と呼ばれる洋上の浮体上で天然ガスを精製・液化・貯蔵・出荷する新しい開発コンセプトを前提に検討していますが、フローティングLNGは、陸上施設やパイプラインなどの設備が不要なため初期投資が少なく、また、環境負荷も最小限に抑えられます。アバディプロジェクトの本格推進にあたり、当社は2011年7月に石油メジャーのシェル社を戦略的パートナーとして迎え入れました。アバディは有望プロジェクトとして各社から注目されており、石油メ

ジャーをはじめとした多数の石油開発会社から参加の申し出がありましたが、最終的にシェル社を選定しました。シェル社の持つフローティングLNGの知見と豊富なLNGプロジェクトの経験が、プロジェクトの着実な遂行を一層後押しすることになります。

2012年3月には、シェル社がオペレーターとして主導する西豪州沖合のプレリユードFLNGプロジェクトへ参入しました。このプロジェクトもアバディと同様にフローティングLNG方式であり、2011年5月にフローティングLNGプロジェクトとしては世界ではじめて最終投資決定を行っています。当社にとって6件目のLNGプロジェクトとなるプレリユードへの参加により、当社のLNGポートフォリオが一層充実されるとともに、フローティングLNGに関する知見の蓄積や、それを当社主導のアバディに活用するといった事業シナジーも期待しています。

2012年3月期の主なトピックス

まず、国内では、ガスサプライチェーンの構築に向けた作業を進めました。当社の海外LNGを受け入れる直江津LNG受入基地の建設作業は、2011年9月にLNGタンクの屋根の据付が完了するなど、2014



アバディLNGプロジェクト  
▶ 参照: P.54, P.61

当社のガスサプライチェーン

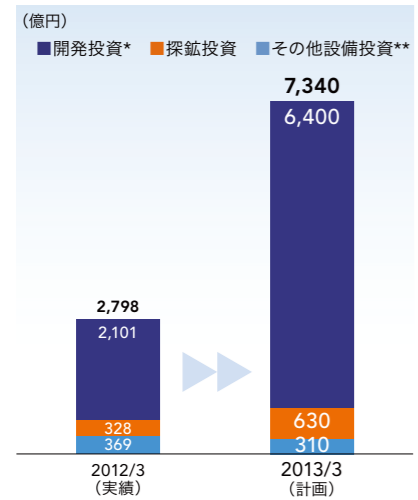
当社の海外LNGを国内LNG受入基地に導入し、パイプラインネットワークを通じて国内需要家へ天然ガスを供給します。



▶ 参照: ガスサプライチェーン、P.73

年初の操業開始に向けて工事が順調に進捗しています。国内パイプライン網については、2011年5月に、北陸地域の需要開拓を目的にガス輸送パイプライン(富山ライン)の建設を決定し、2014年末の供用開始に向け2012年5月に本格着工しました。

投資実績および2013年3月期の投資計画



\* 開発投資額にはイクシス下流事業を含む  
\*\* 主に直江津LNG受入基地、国内パイプライン関連施設などへの投資

非在来型天然ガスへの取り組みでは、前述の通り、2011年11月に、当社としてはじめてシェールガスの権益取得を決定しました。カナダのシェールガス鉱区の40%権益を取得し、ゆくゆくは原油換算で日量20万バレル規模の生産を目指しつつ、将来的には日本へのLNG輸出の可能性も視野に入れていきます。シェールガスは、北米以外にアジアや欧州などにも存在しており、今回の権益取得で開発のノウハウを習得し、こういった地域でのシェールガス開発についても検討していきたいと思っています。

そのほか、2011年10月にはキタン油田(チモール海共同石油開発地域)の生産開始、同年6月にセブク鉱区のルビーガス田(インドネシア)、12月にはコニストンユニット(豪州)でそれぞれ開発作業に移行しました。また、当社がオペレーターとなる探鉱プロジェクトとして、2011年11月にインドネシア東部海域のパバルスル鉱区、12月にマレーシア・サバ州沖の大水深鉱区、2012年6月には、西豪州沖合AC/P36鉱区の権益を取得しました。これらプロジェクトは比較的小規模ですが、将来の当社埋蔵量の拡大の一助となると期待しています。

2013年3月期の主な見通し

2013年3月期(今期)もさらなる成長に向けて各プロジェクトの作業を進めます。イクシスは今期から2014年3月期にかけて、各施設の詳細設計や調達作業を行うなど、開発作業が本格化していきます。アバディについては前述の通り今年後半にFEED作業の開始を予定しています。今期の開発投資額はイクシスの開発移行に伴い合計6,400億円の見込みと前期に比べ大幅に増加しています。新たな資源確保のための探鉱作業にも注力しており、今期は探鉱投資に630億円を投下する予定です。直近では、この5月末にイラクの陸上探鉱鉱区を落札しました。イラクは、世界有数の石油埋蔵量を有する一大産油国であり、当社は同国への参入を長年にわたり追求してきました。すでにイラクにて開発・生産事業を進めている有力なパートナーと組むこともでき、この探鉱プロジェクトのポテンシャルに注目しています。

このように、今期も各プロジェクトにおいて、生産量・埋蔵量の増大に向けた取り組みを着実に進めていきます。

5. INPEX中長期ビジョンの策定と具体的な取り組み

中長期ビジョンにおける2020年代前半の成長目標

- 1 ネット生産量 日量**100**万バレル(原油換算)の達成
- 2 国内ガス年間供給量 **25**億m<sup>3</sup>の達成
- 3 次世代の成長を見据え、再生可能エネルギーへの取り組み強化

▶ 参照: INPEX中長期ビジョン、P.42-43

2012年5月に「INPEX中長期ビジョン」を策定し、当社が中長期にわたり持続的発展を遂げるための成長目標と、この達成に向けた当面5年間の重点的取り組みを定めました。その内容について詳しくお話しいたします。

INPEX中長期ビジョン策定の背景～当社の経営理念と共に

当社は、国内外における石油・天然ガスの開発を主体に、エネルギーの安定的かつ効率的な供給の実現を通じて、「豊かな社会づくりに貢献する総合エネルギー企業」を目指しています。この経営理念のもと、2008年の経営統合以降、世界各地でプロジェクトを推進し、生産量、埋蔵量で石油メジャーに次ぐ上流専門企業の中位にまで成長してきました。

しかし、優良案件の開拓はますます難しくなっており、当社でも2000年のアバディ以来、大型の油ガス田の発見はありません。さらに、社内外より、最終投資決定を経たイクシスの生産開始までの取り組みや、生産開始後の成長目標について具体的な問いかけも多く寄せられました。そこで、イクシス最終投資決定を経たこのタイミングで「INPEX中長期ビジョン」を策定し、持続的成長を遂げるための目標と進むべき方向性を明確にしました。この中長期ビジョンでは、当社の目指す将来像に加え、その実現のために必要不可欠な経営資源の配分(いわば「ヒト、モノ、カネ」の配分です)についてもその具体策を明確にしています。

ビジョンの具体的な内容～資金調達、組織体制の整備

「INPEX中長期ビジョン」における成長目標は3つあります。

- 1つ目は、上流事業を持続的に拡大し、上流専門企業のトップクラスを目指すべく2020年代前半でネット生産量日量100万バレル(原油換算)の達成。
- 2つ目は、ガスサプライチェーンを強化し、2020年代前半に国内ガス年間供給量25億m<sup>3</sup>の達成。
- そして3つ目は、次世代の成長を見据え、再生可能エネルギーへの取り組みを強化することです。

これら成長目標を達成するための基盤整備として、まず、人材の確保・育成と効率的な組織体制の整備を進めます。また、成長のために必要な投資を積極的に行うと同時に、上流専門企業のトップクラスを意識した株主還元と効率的経営を実現します。そして、グローバル企業としての責任ある経営を目指し、CSR活動の推進やコーポレート・ガバナンスのさらなる強化を図ってまいります。

INPEX中長期ビジョンの詳細は、本アニュアルレポートのP.42-43、および別冊子をご覧くださいと思いますが、ここでは私から、ビジョンの実現に不可欠な「資金調達」と、「組織体制の整備」についてお話しいたします。

資金調達

ネット生産量日量100万バレル(原油換算)の達成に向け、まず、2013年3月期(今期)から2017年3月期までの5年間で総額3.5兆円を投資します。このうち既存の主要プロジェクトの開発投資などには、イクシス分の約2兆円を含め3兆円超を、探鉱投資には約3,000億円を投入します。

さらにイクシス生産開始後10年間に、総額6兆円超を投資する見込みです。6兆円超のうち5兆円を開発投資に、残り1兆円超は探鉱投資に充てる計画です。10年間で1兆円、すなわち年間1,000億円規模の探鉱投資は、世界的にもメジャーの投資規模と並ぶ水準であり、積極的な探鉱投資により、当社のオーガニック・グロース(有機的成長)につながる大型プロジェクトを見つけていきたいと思っています。

なお、今回の投資計画は、2010年に発表した「2011年3月期から2017年3月期までの7年間で4兆円を投資」とする計画に沿ったものです。2011および2012年3月期の探鉱開発投資額は累計約5,000億円であり、今回の「2013年3月期からの5年間の投資額3.5兆円」は、この過去2年間の投資実績額を4兆円から差し引いた数値です。

この計画に関わる資金調達ですが、まず3.5兆円については、手元資金(参考:2012年3月末現在の手元活用可能資金約1.4兆円)に加え、借入と今後の営業キャッシュ・フローで十分賄える無理のない資金調達計画となっており、公募増資を含む他の資金調達は想定していません。イクシス生産開始後10年間で6兆円超の投資についても、同プロジェクトからの長期にわたる安定的かつ大規模なキャッシュ・フローの活用と借入により、十分調達が可能と考えています。

当社の長期会社格付けは、スタンダード&プアーズでA格を得ているなど、良好な水準です。また、成長のための投資を行うにあたり、当社の長期的財務水準の目標値である「自己資本比率50%以上」、「純有利子負債/純使用総資本20%以下」の維持を引き続き目指します。

今回発表した中長期ビジョンにおいても、株主還元の基本方針に変更はありません。すなわち、イクシスをはじめとするプロジェクトから生まれるキャッシュ・フローを積極的に再投資し、企業価値の持続的な向上を図る一方で、配当などによる直接還元とのバランスを図る方針です。イクシスの生産開始後は、海外の同業他社など、上流専門企業トップクラスの水準を意識しながら、適切な株主還元を図っていきます。

効率的な組織体制の整備、人材の確保・育成

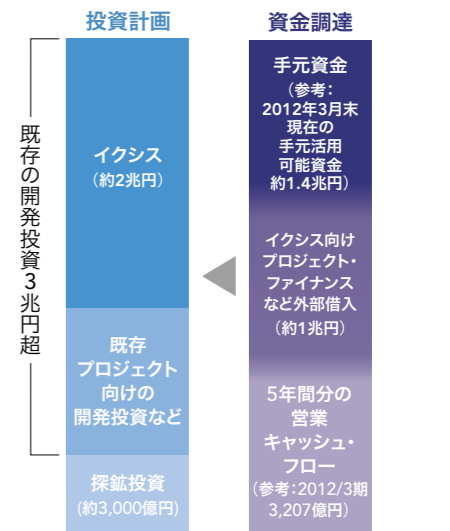
組織体制の整備については、今後の成長を担う新規鉱区や優良資産の獲得、さらには企業M&Aへの対応など資源権益獲得のための機能を抜本的に強化するため、2012年6月に新規プロジェクト開発本部を創設しました。海外の石油開発会社には、新規案件の取得を専門にした技術・財務などのプロを集めた組織があり、当

社もこれらを意識し、投資機会により迅速に対応できるよう体制を整えました。

また、国際的に活躍できる人材の確保・育成にも引き続き注力します。当社の連結従業員数は現在2,146名(2012年3月末時点)ですが、イクシスを中心とした各プロジェクトの拡大に伴い技術系・事務系それぞれの陣容を拡大し、3年後には計3,200名程度まで増員する予定です。

イクシス、アバディといった当社の二大LNGプロジェクトは、どちらも当社が探鉱段階で発見したものであり、そのきっかけを作ったのは当時、作業に従事していた当社の技術系社員でした。このような経緯も踏まえオペレーターとして必要な人材の確保と育成を図る——具体的には、多様な経験やスキルを有する国内外の人材を積極的に確保・活用し、国際的に活躍でき、環境の変化に即応して仕事のできる人材の育成に取り組みます。それにより、複数のオペレータープロジェクトをグローバルに展開できる体制を整えていきます。

向こう**5**年間(2013/3~2017/3)で **3.5**兆円を投資

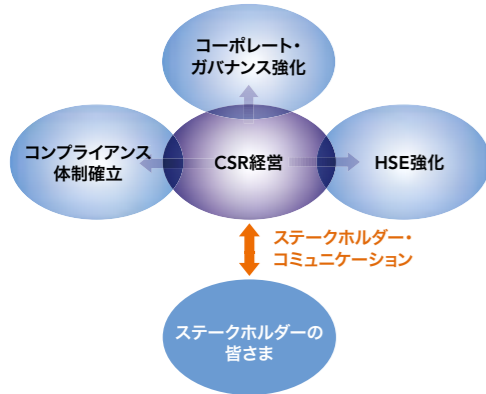


イクシス生産開始後の **10**年間で **6**兆円超を投資



## 6. グローバルな企業として責任ある経営を目指して

CSR経営の取り組み



▶参照:CSR活動、P.76-

ガバナンスの強化策(2012年5月発表)

1. 取締役および執行役員の任期短縮  
(2年から1年へ)
2. 社外取締役の追加選任  
(4名から5名へ増員)
3. 経営諮問委員会(仮称)の設置  
(2012年内を目途)
4. 自社株式購入ガイドラインの制定

▶参照:コーポレート・ガバナンス、P.86-

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・発展を踏まえた経営に努めます。

### CSR経営とガバナンスの強化

当社は、2011年12月に国連グローバル・コンパクトに参加し、全社をあげて世界的に信頼される企業市民として取り組む姿勢を明確にしました。社内においては、2012年4月に私を委員長とする**CSR委員会を設置**しました。これは、今後当社がグローバルな優良企業として成長していくために、CSRに対する意識と取り組みを全社的により高めていく必要があるとの認識に基づくものです。

当社の事業基盤は海外が中心であり、海外株主も4割を占めるなど、大半のステークホルダーは海外におります。海外での活動にあたっては、政府、地域社会、NGOなどさまざまな関係者との適切な関係の構築が必要ですが、特にエネルギー開発事業においては、地域社会との信頼醸成や環境への配慮に真正面から向き合い、取り組む必要があります。一企業市民として責任を果たすとともに、国内外の従業員一人ひとりにも、社会や環境に対し、何ができ、どう貢献していくかを常に考え続けて欲しいと思っています。

当社の評価や企業価値を向上させていくには、グローバルな企業として責任ある経営が不可欠であり、コーポレート・ガバナンスの改善も大きなテーマになると考えています。2012年5月に**コーポレート・ガバナンスの強化策**を発表し、取締役などの任期を従来の2年から1年へ短縮したほか、社外取締役の増員、外部有識者による経営諮問委員会(仮称)の設置(年内を目途)などの強化策を講じています。今後も引き続き世界を舞台とする企業にふさわしいガバナンス体制の構築を目指していきます。

### 結びにかえて

当社は、日本国内では上流専門企業のリーディングカンパニーとしての地歩を確立していますが、グローバルな企業としての一般的認知度はそこまで高いとは言えません。また、現在の当社のマーケットバリューは、当社が認識している企業価値を反映できていないと感じています。これらの原因の一つには、ステークホルダーである株主・投資家の皆さまとのコミュニケーションがまだ不足していることがあるのではないかと考えています。当社は皆さまとの対話をますます充実させ、当社の成長性や目指す方向性、プロジェクトの進捗などをわかりやすくお伝えする説明努力を今後一層強めていきたいと思っています。

東日本大震災以降、当社の役員・従業員は、当社事業が日本のエネルギーの安定供給につながっているという実感と誇りを非常に強く感じるようになりました。当社は、日本最大の石油・天然ガス開発会社として「エネルギーの安定・効率的供給」という社会的使命を果たし、社会にとってかけがえのない存在としてより一層評価される企業を目指してまいります。私も経営トップとして、そのミッションを着実に果たしたいと強く思っています。

長くなりましたがお読みいただき、ありがとうございました。今期も前期に増して力強く会社全体をリードし、最大限努力をしてまいりますので、引き続き当社へのご支援を賜りますよう、改めてお願い申し上げます。

2012年7月

代表取締役社長

北村 俊昭

## 市場動向と経営方針

プロフィールと沿革	032
石油・天然ガスの開発事業について	034
石油・天然ガス開発のビジネスモデル	036
マーケット環境と今後の見通し	038
当社の特徴と他社比較	040
INPEX中長期ビジョン	042
投資計画およびその資金調達手段	044

# プロフィールと沿革

当社は、2008年10月に国際石油開発(株)と帝国石油(株)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、27ヵ国74プロジェクト(2012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。

## 経営理念

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

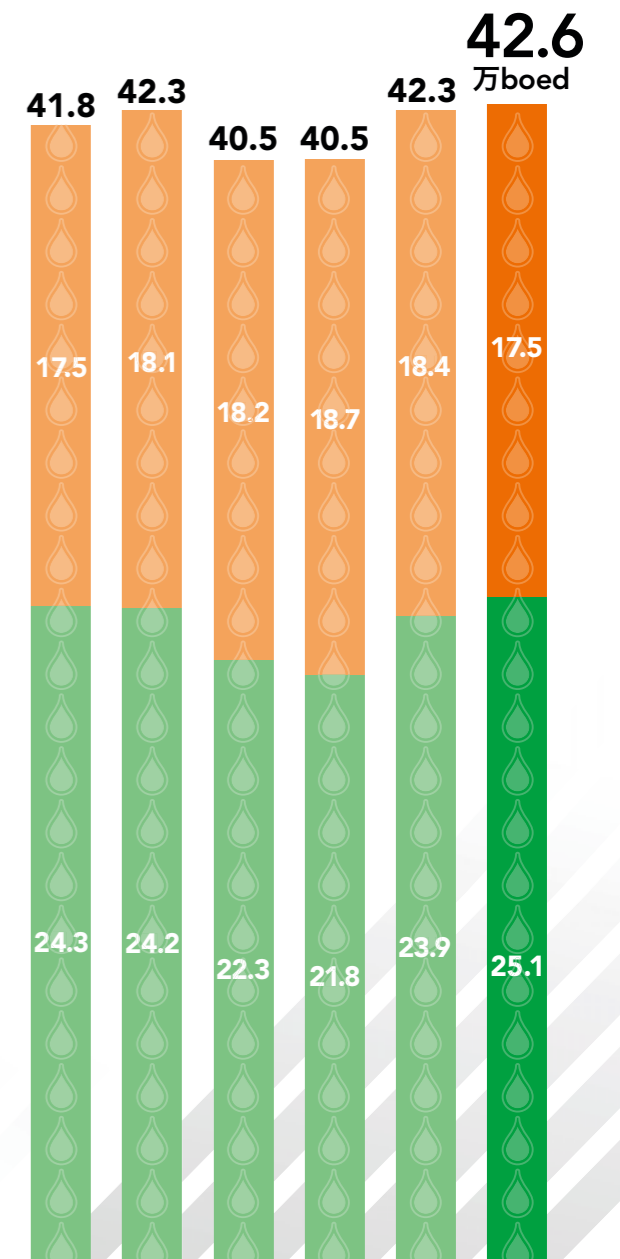
## 目指す企業像

1. 石油・天然ガス開発事業における持続的な成長を実現することにより、国際的競争力を有する上流専門企業のトップクラスを目指します。
2. 天然ガスをコアとして、広範囲な地域への安定したエネルギー供給に貢献することにより、総合エネルギー企業へと展開・進化します。
3. 日本のエネルギー自給率の向上において大きな役割を果たすとともに、経済成長、社会発展に貢献します。

これらにより、株主をはじめとしたステークホルダーの皆さまから社会的にかけがえのない存在としてより一層評価される企業になることを目指します。

ネット生産量の推移  
(万boed)

天然ガス 原油



**INPEX**  
国際石油開発株式会社  
1966(昭和41)年設立

海外における石油・天然ガス開発のリーディングカンパニー  
インドネシアの石油資源の開発を目的に誕生し、以来、インドネシア、豪州をコアエリアとして、カスピ海沿岸、中東、南米などへ活動地域を展開

**TEISEKI**  
帝国石油株式会社  
1941(昭和16)年設立

日本国内における石油・天然ガス開発のパイオニア  
国内最大級の南長岡ガス田をはじめとする国内油・ガス田の開発・生産のほか、中南米、北アフリカの各地域で開発を推進

**INPEX**  
国際石油開発帝石株式会社

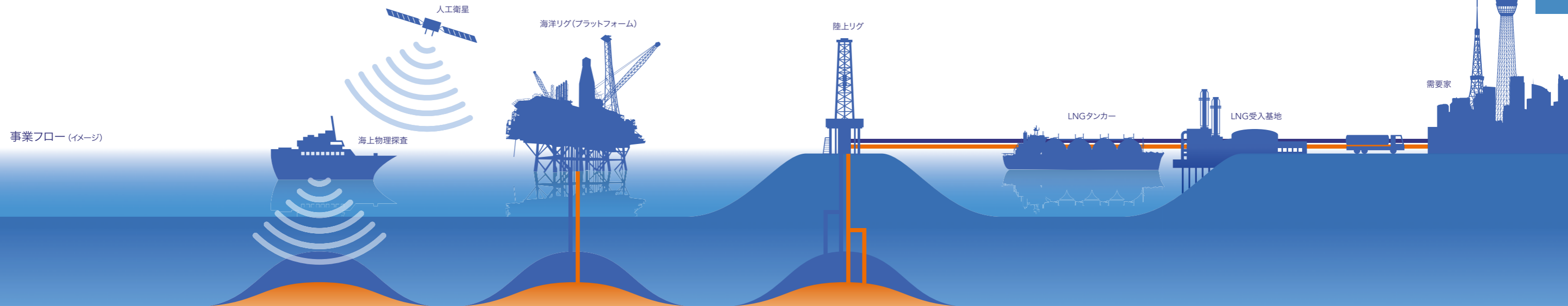
2008(平成20)年10月設立  
国際石油開発帝石ホールディングス(株)、国際石油開発(株)および帝国石油(株)の3社合併による完全統合

## 沿革

1940年～	1960年～	1970年～	1980年～	1990年～	2000年～	2007	2008	2009	2010	2011	2012年				
<p><b>1941年</b> 帝国石油(株)設立 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> 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、豪州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、アパディガス田発見</p>	<p><b>2001年</b> 社名を国際石油開発(株)に変更</p>	<p><b>2005年</b> アゼルバイジャン・ACG油田の生産開始</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>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>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>	<p><b>2012年1月</b> 豪州イクシスLNGプロジェクトの最終投資決定</p>

## 石油・天然ガスの開発事業について

石油業界の事業は、川の流れにたとえて、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。



### STEP 1

#### 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・探鉱開発権の申請・入札や、探鉱開発のための**契約締結**を行います。



契約の調印式

期間のイメージ 1年程度

投資額のイメージ 1～10億円程度

当社のプロジェクト数 (2012年6月末現在) —

### STEP 2

#### 探鉱

地質調査に加え、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。



物理調査

2～5年

～100億円規模

探鉱プロジェクト:27 既発見・開発準備中プロジェクト:7

### STEP 3

#### 評価

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、埋蔵量を評価します。さらに、採算性の検討など、商業生産の可否を判断します。



評価井の掘削

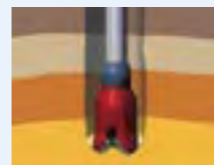
1,000億～兆円規模

開発プロジェクト:6

### STEP 4

#### 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、必要に応じてガスの処理施設、輸送パイプラインなど、生産・出荷に必要な設備を建設します。



生産井の掘削

2～5年

1,000億～兆円規模

開発プロジェクト:6

### STEP 5

#### 生産・販売

生産井から採集した石油・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。



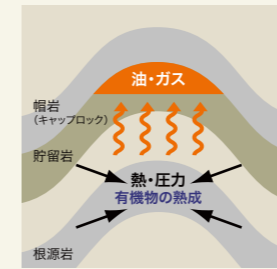
LNGタンカー

10～20年

—

生産中プロジェクト:32

### 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ので、長い年月をかけて上昇していきますが、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

### 石油・天然ガスの用途

- |   |  |
|---|--|
| <p><b>電力</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>石油火力</li> <li>ガス火力</li> </ul>       | <p><b>ガス</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>都市ガス</li> <li>LPガス</li> </ul>              |
| <p><b>石油化学製品</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>プラスチック</li> <li>合成樹脂</li> </ul> | <p><b>輸送用燃料</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>自動車</li> <li>船舶</li> <li>飛行機</li> </ul> |

### 当社の探鉱・開発投資額とプロジェクト数

当社の探鉱・開発投資額(2013年3月期予想)とプロジェクト数(2012年6月末現在)の関係は以下の通りで、探鉱プロジェクトに比べ開発プロジェクトには多額の投資が必要であることがわかります。

探鉱投資額	投資計画 (2013年3月期)	開発投資額
630 億円	6,400 億円	
34 探鉱・開発プロジェクト数 (2012年6月末)		6 開発プロジェクト数 (既発見・開発準備中含む)
		32 生産中プロジェクト

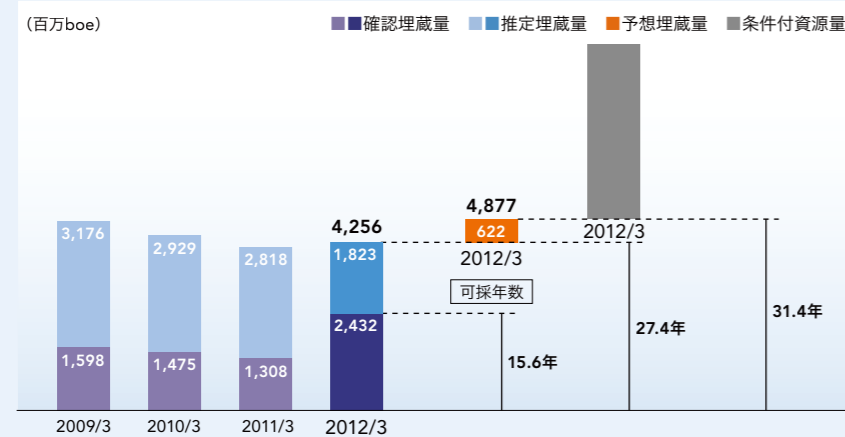
# 石油・天然ガス開発のビジネスモデル

石油・天然ガス開発事業の本源的な経営課題は、安定的に石油・天然ガスを生産・供給すること、および生産活動により得られるキャッシュ・フローの再投資をてこに新規の埋蔵量を獲得し、次の生産収入に結びつく油ガス田の発見・開発に努めるというサイクルを続け、企業としての持続的成長を図ることです。

## 埋蔵量の増加

当社の2012年3月末における埋蔵量は、確認埋蔵量約24億原油換算バレル (boe)、推定埋蔵量約18億boe、予想埋蔵量約6億boe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15.6年、推定埋蔵量を合わせれば27.4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。

### 当社の埋蔵量



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。

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。

## 積極的な探鉱・開発投資

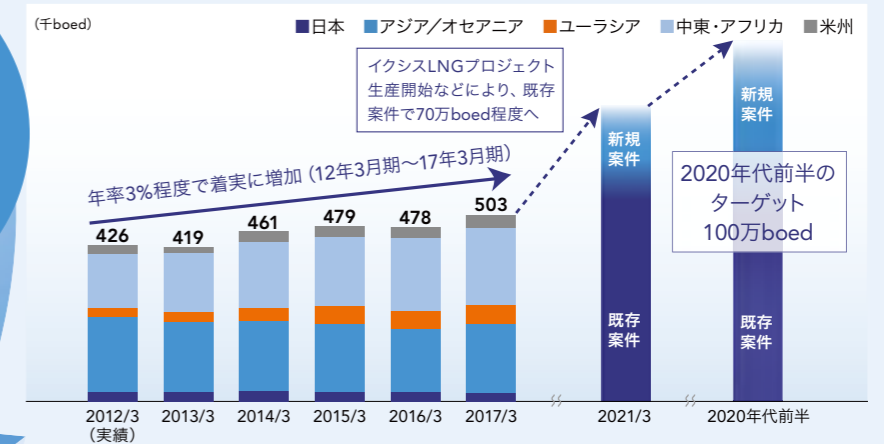
当社は、成長目標の実現のため、埋蔵量の維持・拡大に向けた探鉱投資や、保有する埋蔵量から原油・天然ガスを生産するための開発投資を積極的に進めています。投資はINPEX中長期ビジョン (P.42-43) の通り、イクシス生産開始までの向こう5年間で総額3.5兆円、イクシス生産開始後は10年間で総額6兆円を超える規模を予定しています。今後3年間は、具体的な投資計画が確定している既存プロジェクトで、約2兆4,000億円程度 (2012年5月11日時点) の水準を想定しており、特に、イクシスなどに対する開発投資が増加する見込みです。探鉱投資についても年間でおおよそ600億円から800億円程度の投資を見込んでいます。

## 生産量の拡大

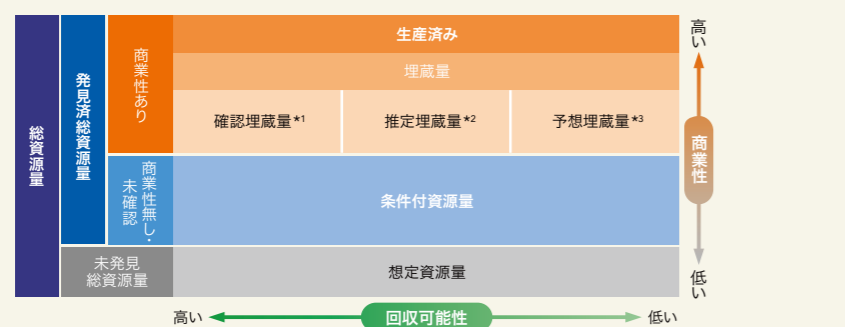
2012年3月期における当社のネット生産量は、原油日量25.1万バレル、天然ガス日量928百万cf (17.5万日量原油換算バレル (boed))、原油と天然ガスを合わせて42.6万boedです。2013年3月期は、既存油ガス田の生産減少などにより前期比微減の41.9万boedを見込んでいます。

ネット生産量の中長期的な予測について、2017年3月期までには、ADMA鉱区の増産分、カシャガンプロジェクトの初期生産、カナダシェールガスプロジェクトの生産量増加などにより50万boed程度まで段階的に増加する見込みです。その後、イクシスLNGプロジェクトの生産開始などにより2021年3月期に既存プロジェクトで70万boed程度に増加し、さらに、中長期成長投資による新規案件の生産量増加などにより、2020年代前半に100万boedの達成を目指しています。

### 当社ネット生産量の中長期予測



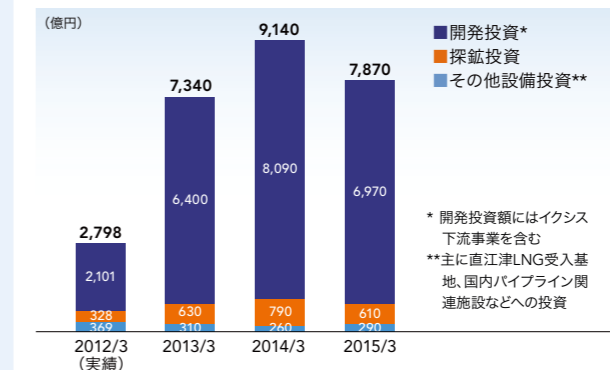
## 埋蔵量の区分イメージ



\*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率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、実際の回収率が確認+推定埋蔵量評価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される追加埋蔵量。確率論的手法によれば、実際の回収率が確認+推定+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

イクシスなど主要プロジェクトに対して向こう5年間で3.5兆円の投資を実施  
 イクシス生産開始後は10年間で6兆円超の投資を実施

### 投資実績、および向こう3年間の投資計画



# 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、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ています。

## 世界のエネルギー需要見通し

### 世界のエネルギー需要

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)の見通しには、2035年の世界のエネルギー需要は2010年に比べ35%増加するシナリオもあり、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されています。

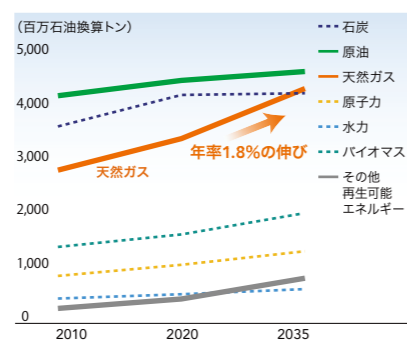
### 天然ガス

天然ガスは、中国などアジア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増加するなか、天然ガスの需要は年率1.8%で伸びる見通しもあり、天然ガスがエネルギー需要全体に占める割合は、2035年には石炭を抜き25%を超えると予想されています。また、シェールガスをはじめとした非在来型天然ガスの利用が増加し、2035年には天然ガス需要に非在来型ガスが占める割合は約30%に達するとの見通しもあります。

### 再生可能エネルギー

限りある化石燃料と比べ、太陽光、水力、バイオマス、地熱などのエネルギーは、一度利用しても短期間に再生可能なエネルギーであり、さらに発電時のCO<sub>2</sub>排出量が少ないこともあり、大きく注目されています。水力、バイオマスの需要は2035年までほぼ横ばいですが、その他の再生可能エネルギーは微増する(2010年:1%→2035年:4%)と見込まれています。

### 世界の燃料源別一次エネルギー需要



上記の「世界のエネルギー需要見通し」における需要見通しの記載、およびグラフは、IEA「Golden Rules Case」(2012年5月発表)より

## 石油ガス開発の事業環境

資源ナショナリズムの高まりなどにより、エネルギー開発企業による新たな石油・天然ガス権益の確保は、開発が難しいフロンティア地域に偏りつつあります。そのようななかで、権益確保を巡る競争は熾烈化し経済条件も厳しさを増しています。エネルギー開発企業は、将来の資源確保に向け、政府や他企業との連携、資源国との関係強化による権益獲得に加え、資産ポートフォリオの向上や規模拡大のための資産買収、さらには人材、技術、情報などの獲得にも資する企業M&Aなど、さまざまな動きをダイナミックに展開しています。

資源ナショナリズムの高まりによる  
開発企業の新規参入機会の減少

開発地域がフロンティアへ  
● 地理的に開発が難しい地域  
● 技術的に開発が難しい地域  
● 地政学上、開発にリスクが伴う地域

権益確保を巡る競争の熾烈化

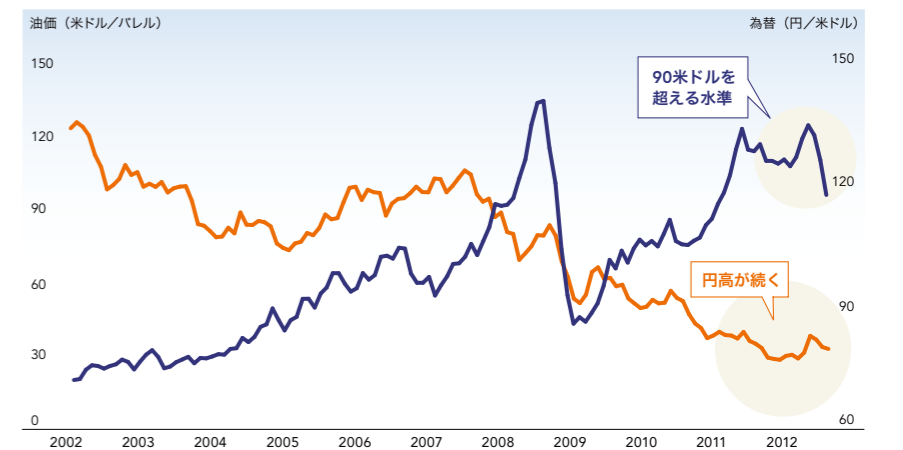
## 原油価格・為替動向について

### 原油価格は需給要因を超え大きく変動 為替は円高が継続

石油・天然ガス事業の業績は、原油価格と為替相場の変動に大きく影響されます。原油価格は、金融市場からの資金流入などにより、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米ドルを超える水準(2012年4~6月平均:108.9米ドル)にあり、今後、再び高騰する可能性があります。

為替は、2012年3月期の期中平均は1米ドル79円台で、2012年4~6月の平均も80.2円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・為替相場が変動した場合の2013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18億円、為替1円/米ドルの変動で年間約22億円と試算しています。

### 原油価格・為替が変動した場合の2013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	+18億円 (△18億円) (年間)
為替(円/米ドル)が1円円安(円高)になった場合	+22億円 (△22億円) (年間)

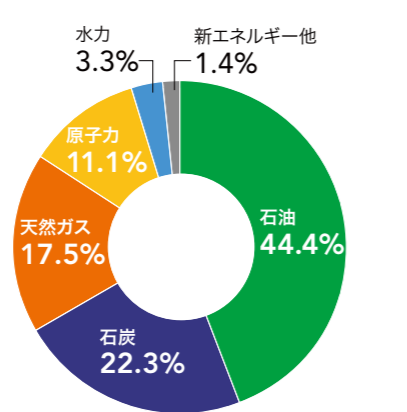
(注) 影響額は、生産量、投資額、コスト回収額などの変動により変わる可能性があり、また、油価および為替の水準により、常に同じ影響額になるとは限りません。

## 国内の石油・天然ガス需要

国内の石油需要は近年減少傾向にありますが、石油は熱源、動力源、原料用などその汎用性が高く、現在でも一次エネルギー供給源の4割以上を占めています。

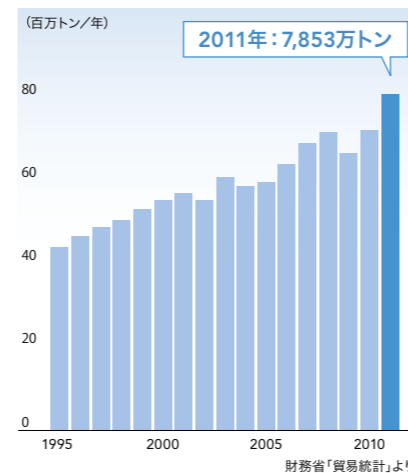
東日本大震災後の原子力発電所の稼働停止の影響で、火力発電に占める液化天然ガス(LNG)の割合が高まり、LNG需要が増加しています。2011年のLNG輸入量は過去最高の7,853万トンで、前年比で約12%増加しており、2012年も原発停止の影響を受け、さらに増加する見込みです。中期的にも、エネルギー政策見直しの過程のなかで、引き続きLNGの需要は増加すると見込まれています。

### 国内一次エネルギーの供給実績(2010年)



「エネルギー・経済統計要覧2012」より

### 日本のLNG輸入量の推移



財務省「貿易統計」より

## 事業の特徴およびリスク

石油・天然ガスの開発事業には右のような特徴・リスクがあり、場合により業績に大きな影響を与える可能性があります。なお、当社は、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、探鉱プロジェクトの投資の全額費用計上、または引き当てを行っています。

▶ 参照:事業等のリスク(1. 石油・天然ガス開発事業の特徴及びリスクについて)、P.130-

<p><b>1.</b> 探鉱・開発・生産に成功しないリスク</p>	<p><b>2.</b> 埋蔵量の評価値が変動する可能性</p>	<p><b>3.</b> 巨額の必要資金、および長い資金回収期間</p>
<p><b>4.</b> オペレーターとしてのプロジェクト推進時における人材確保、資金面の負担など</p>	<p><b>5.</b> リスク、資金負担の分散を目的とした複数パートナーとの共同事業</p>	<p><b>6.</b> 災害・事故などのリスク</p>

## 当社の特徴と他社比較

当社の強み・特徴を活かしつつ、上流事業の持続的拡大を目指し、2020年代前半にネット生産量を100万boedに高めることで、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。

### 当社の強み・特徴

#### 豊富な埋蔵量・資源量

**42.6億** 原油換算バレル(boe) (確認+推定埋蔵量)

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42.6億boeに達しています。また、可採年数は、確認埋蔵量で15.6年、推定埋蔵量を加えると27.4年となります。さらに、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。

▶ 参照:P.36

#### ガスサプライチェーン

国内天然ガスパイプラインネットワーク **1,400km**

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連結させることができる約1,400kmの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、大型LNGプロジェクトとの結合によりグローバルなガスサプライチェーンを構築し、付加価値の向上を図ります。現在は、2014年初の稼働を目指して直江津LNG受入基地(新潟県)の建設を進めているほか、2014年末に供用開始予定の富山ライン(富山県)の建設を進めています。

▶ 参照:P.73

### 当社と同業他社との比較

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42.6万boed(2012年3月期平均)、確認埋蔵量24.3億boe(2012年3月末)で上流専門企業の中位に位置しています。今後、中

長期の投資により2020年代前半までにネット生産量を100万boedに高めることで、上流専門企業のトップグループ入りを目指しています。当社の2012年3月末におけるリザーブ・リプレースメント・レシオ、可採年数、探鉱・開発コストは、いずれも石油メジャーや上流専門企業の平均値に比べ優れた数値を示しています。

▶ 参照:右ページ

#### 世界の石油会社

国営石油会社  
Saudi Aramco, CNPC など

石油メジャー  
ExxonMobil, BP, Shell, TOTAL など

上流専門企業  
当社, BG, Apache など

#### コアエリアにおける大型LNGプロジェクトのオペレーター

**イクシス** (豪州) **アバディ** (インドネシア)

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」(豪州)、「アバディ」(インドネシア)を日本企業で初めてオペレーター(操業主体)として取り組んでいます。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1割を超える大規模なもので、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。

▶ 参照:P.46-54

#### 強固な財務基盤

自己資本比率: **71.1%**  
純使用総資本に対する純有利子負債比率: **マイナス60.7%**

石油・天然ガス開発事業はリスクが高く、また、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、2012年3月末の自己資本比率は71.1%、純有利子負債/純使用総資本はマイナス60.7%(有利子負債を上回る預現金・国債等を保有)であり、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。

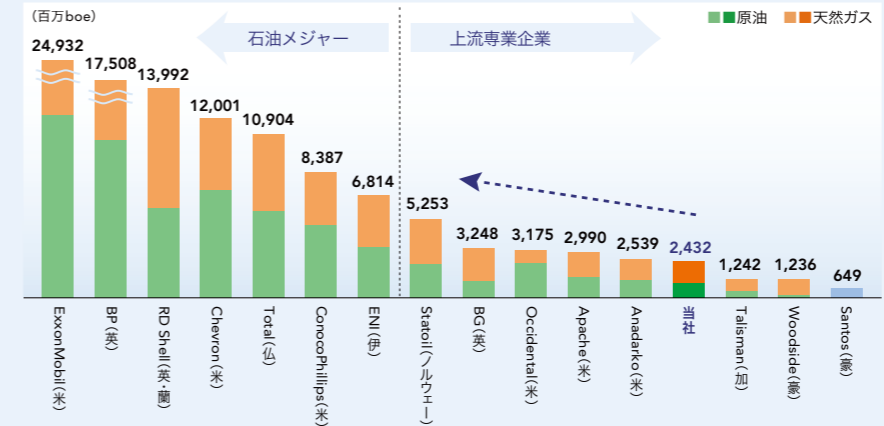
▶ 参照:P.44

### 埋蔵量・生産量指標の比較

直近の各社公表財務情報より。

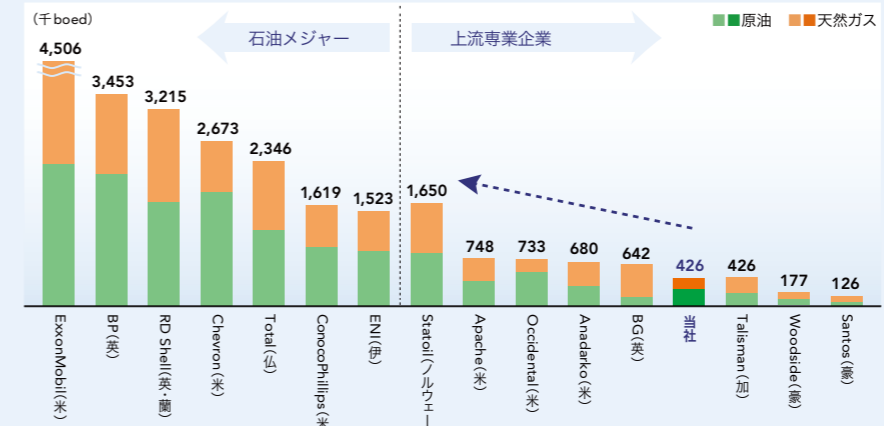
#### 確認埋蔵量

(各社2011年12月末、当社2012年3月末。Santosは原油・天然ガスの合計値のみ)

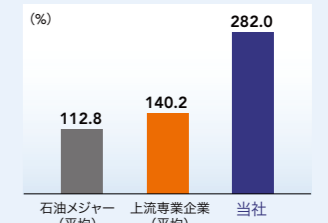


#### ネット生産量

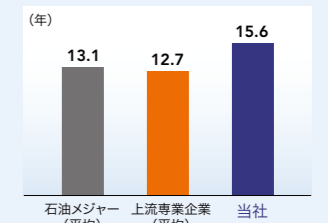
(各社2011年12月期、当社2012年3月期)



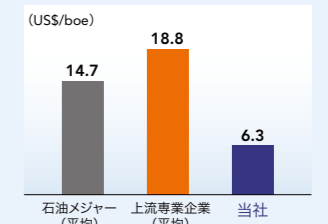
#### リザーブ・リプレースメント・レシオ(3年平均)



#### 可採年数(確認埋蔵量)



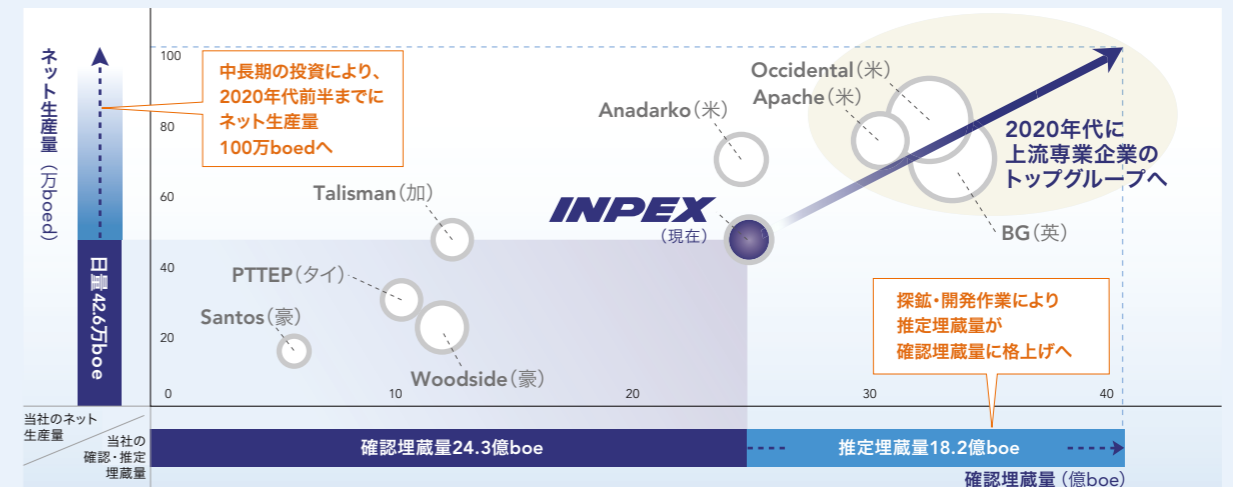
#### 探鉱・開発コスト(3年平均)



石油メジャー(平均): BP, Chevron, ConocoPhillips, ENI, ExxonMobil, TOTAL, Shellの平均  
上流専門企業(平均): Anadarko, Apache, BG, Occidental, Santos, Statoil, Talisman, Woodsideのうち開示している企業の平均

#### 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2011年度の各社開示資料から。円の大きさは時価総額(2012年3月末現在)を表す。



# INPEX中長期ビジョン

エネルギーを巡る国際情勢は急速かつ複雑に変化しており、従来にも増して中長期的視点に立った着実な事業運営が求められています。2012年1月のイクシスLNGプロジェクトの最終投資決定を経た2012年5月、当社が中長期にわたり持続的発展を遂げるための成長目標と、この達成に向けたイクシス生産開始までの当面5年間の重点的取り組みを明らかにするため、「INPEX中長期ビジョン～イクシスそして次の10年の成長に向けて～」を策定しました。

## 当社成長の軌跡とINPEX中長期ビジョン

2008年10月の完全統合以降、世界各地で多数のプロジェクトを推進し、生産量・埋蔵量の着実な増加や国内ガスインフラの拡充を進めてきました。2012年1月のイクシスLNGプロジェクトの最終投資決定を経て、このたび2012年5月に、INPEX中長期ビジョンを策定しました。



## 3つの成長目標

持続的成長に必要な3つの成長目標を掲げ、その成長を着実に推進するための今後5年間の重点的取り組みを明確化しました。

### 1. 上流事業の持続的拡大

- イクシス、アバティの確実な立ち上げと事業シナジーの拡大
- 探鉱投資を足元の水準より倍増し、5年間で総額3,000億円程度(イクシス生産開始後は10年間で1兆円超に拡大)を実施
- 中核的地域(インドネシア、豪州を中心とした東南アジア、オセアニア地域)や有望地域における探鉱・開発の大幅強化、非在来型資源への展開
- 積極的な資産買収の実施、企業M&Aの具体的検討

### 2. ガスサプライチェーンの強化

- 直江津LNG受入基地と富山ラインの完成
- マーケティング機能、自社船団(フリート)による輸送能力、需給調整機能の確保に向けた取り組み
- ガス・電力事業者との連携拡大により緊急時などにおける供給セキュリティ対策を強化
- エネルギー政策の動向を踏まえたLNG火力発電への関与のあり方を検討

### 3. 再生可能エネルギーへの取り組み強化

- 地熱発電の事業化推進
- CO<sub>2</sub>再資源化技術などの研究開発推進

## 2020年代のターゲット

2020年代前半に  
ネット生産量日量**100**万バレル  
(原油換算)達成

2020年代前半に  
国内ガス年間供給量  
**25**億m<sup>3</sup>達成(長期的には30億m<sup>3</sup>)

次世代の成長を見据えた  
研究開発、事業化の取り組み強化

国際的競争力を有する  
上流専門企業の  
トップクラスへ

天然ガスをコアとする  
総合エネルギー  
企業へ

## 3つの基盤整備

上流専門企業のトップクラスとしての地位を確立し、さらに総合エネルギー企業へと進化するために、経営基盤の整備、強化に取り組みます。

### 1. 人材の確保、育成と効率的な組織体制の整備

- 新規プロジェクト開発本部を創設し、地域事業本部や海外事務所との連携体制を強化
- 新規案件に関する情報収集、協議やマーケティング活動など、海外拠点を積極的に活用

- 国内外の人材を積極的に確保・活用し、グローバル人材を育成
- 意思決定を機動的、円滑に行うため、的確かつ効率的な業務遂行体制を確立

### 2. 成長のための投資と適切な株主還元

- プロジェクトからのキャッシュ・フローと借入により、今後の中長期の投資資金(探鉱投資を含み5年間で総額3.5兆円、イクシス生産開始後10年間で総額6兆円超)を確保
- 「自己資本比率50%以上」、「純有利子負債/純使用総資本20%以下」を目標とし、健全な財務体質を維持

- 上流専門企業トップクラスを意識した株主還元と効率的経営の実現

### 3. グローバル企業としての責任ある経営

- CSR委員会の設置により、全社的なCSR推進体制を確立し、CSR経営を持続的に強化
- グローバルな視点でのコーポレート・ガバナンスの持続的強化に向け、2013年3月期より具体策を実施

- コンプライアンス、HSEの取り組みを持続的に強化
- ステークホルダーとの継続的なコミュニケーションを通じて信頼関係と協働関係を構築

INPEX中長期ビジョン  
イクシスそして次の10年の成長に向けて

詳細は、別冊の「INPEX中長期ビジョン～イクシスそして次の10年の成長に向けて～」または、下記のウェブサイトをご覧ください。



[inpeco.jp/vision](http://inpeco.jp/vision)

# 投資計画およびその資金調達手段

INPEX中長期ビジョンで掲げた成長目標の達成に向けて、向こう5年間（2013年3月期～2017年3月期）で総額3.5兆円、イクシス生産開始後からはじまる10年間で総額6兆円超の投資を計画しています。投資資金は、財務の健全性を確保しつつ、手元資金、将来の営業キャッシュ・フロー、および借入により確保していきます。



### 格付情報 (2012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

2020年代前半にネット生産量100万boedを達成するためには、イクシス、アバディなどの既存プロジェクトの確実な立ち上げに加え、将来的な埋蔵量・生産量の拡大をもたらす新規探鉱、開発プロジェクトへの投資が必要になります。

### 向こう3年間の投資計画

向こう3年間(2013年3月期から15年3月期まで)の投資額は、既存プロジェクトで約2兆4,000億円程度水準を見込んでおり、特にイクシスなどの開発投資が増加する予定です。探鉱には、毎年600億円から800億円程度を投資する予定です。

### 中長期にわたる投資

向こう5年間(2013年3月期～17年3月期)の投資は、イクシスなどの既存プロジェクトを中心に総額3.5兆円を見込んでいます。探鉱投資は、公的制度の活用を含め、足元の水準の概ね倍増にあたる年間600億円程度、5年間で総額3,000億円程度を想定しています。さらに、優良資産の積極的な買収や、企業M&Aも具体的に検討します。

イクシス生産開始後の10年間には総額6兆円(うち探鉱資金には1兆円超)を上回る投資を実施する予定です。

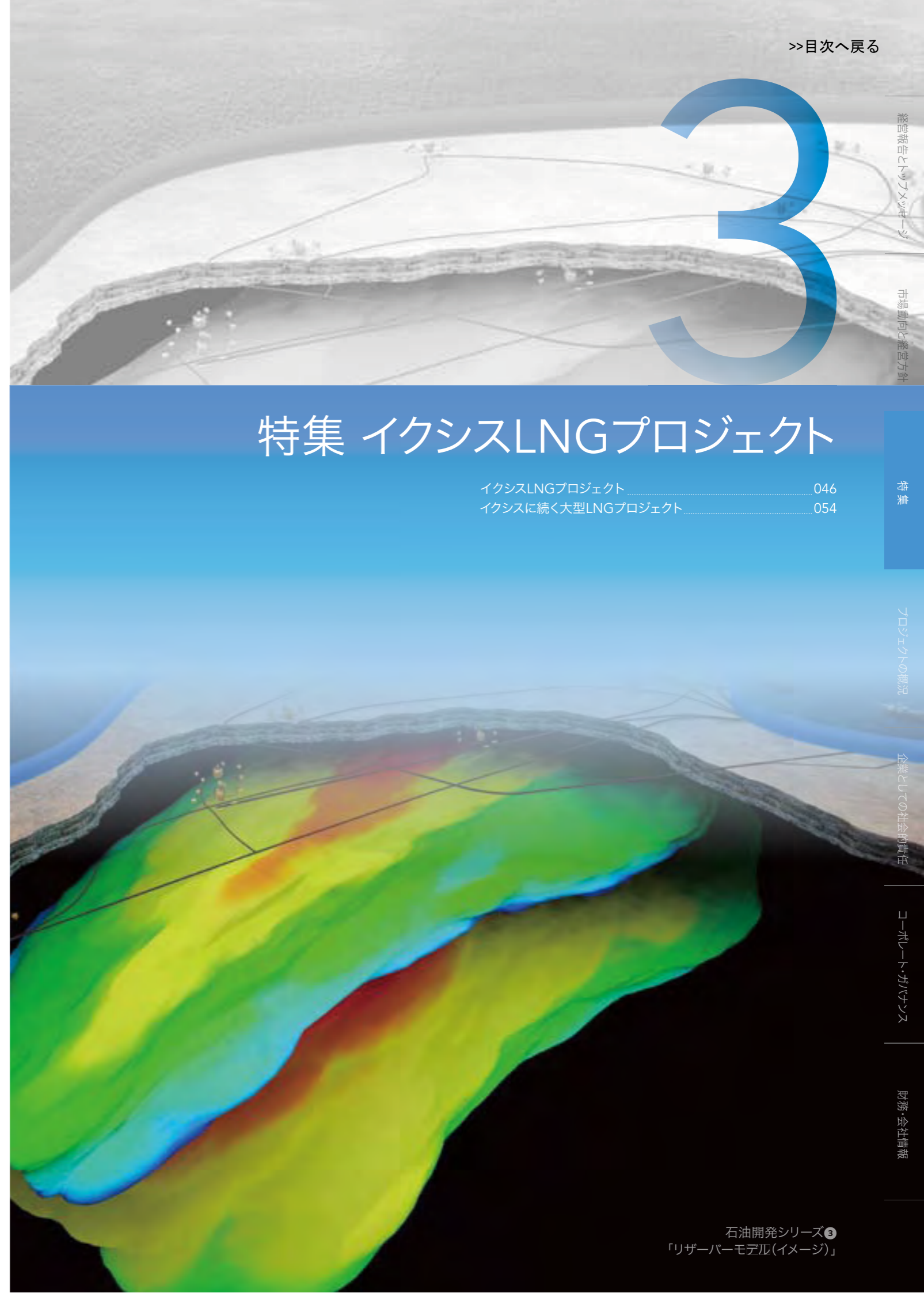
### 資金調達

中長期の資金確保については、手元資金(参考: 2012年3月末現在の手元活用可能資金約1.4兆円)に加え、プロジェクトからのキャッシュ・フローと借入により確保します。これらの投資を行うにあたり、引き続き、「自己資本比率50%以上」、「純有利子負債/純使用総資本20%以下」を長期的な財務水準の目標値に設定し、健全な財務体質の維持に努めます。

▶ 参照: 経営トップからのメッセージ 「資金調達」、P.29

# 特集 イクシスLNGプロジェクト

イクシスLNGプロジェクト	046
イクシスに続く大型LNGプロジェクト	054



経営報告トップメッセージ

市場向け経営方針

特集

プロジェクトの概況

企業としての社会的責任

コーポレート・ガバナンス

財務・会社情報



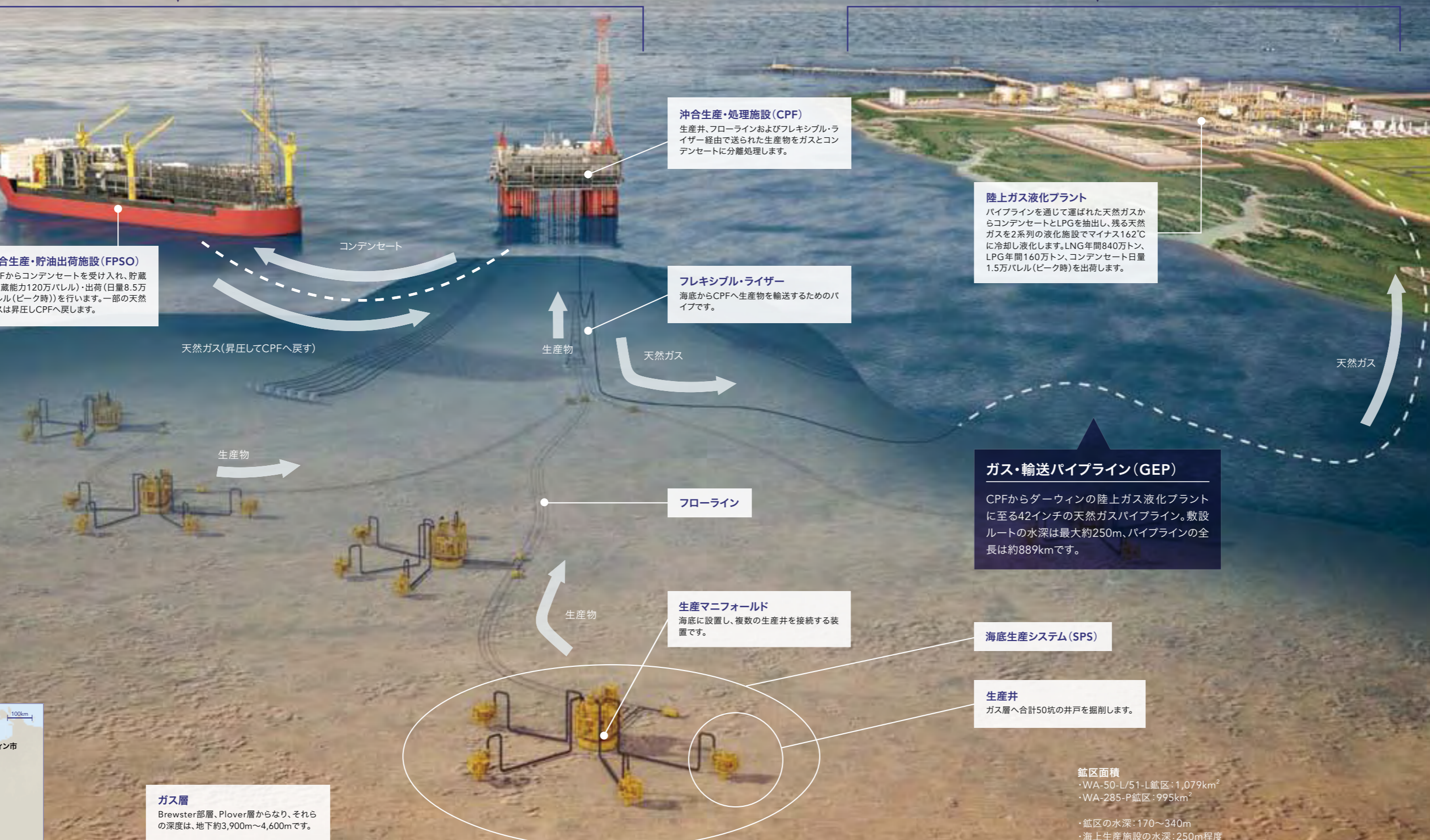
# イクシスLNGプロジェクト 開発コンセプト(イメージ)

## 沖合生産施設

開発井からの生産物は海底生産システム(SPS : Subsea Production System)に集約され、その後フローライン、フレキシブル・ライザーを経て、沖合・生産処理施設(CPF : Central Processing Facility)に送られます。CPFにてガスとコンデンセートに分離処理され、コンデンセートは沖合生産・貯油出荷施設(FPSO : Floating Production Storage & Offloading)に貯蔵、出荷用タンカーに出荷します。一方ガスはガス輸送パイプラインを経て陸上ガス液化プラントに輸送されます。

## 陸上施設

陸上ガス液化プラントや陸上貯蔵施設で構成されます。ダーウィン市内から湾をはさんだブライデン・ポイントに建設予定です。



出荷用タンカー

**沖合生産・貯油出荷施設 (FPSO)**  
 CPFからコンデンセートを受け入れ、貯蔵(貯蔵能力120万バレル)・出荷(日量8.5万バレル(ピーク時))を行います。一部の天然ガスは昇圧しCPFへ戻します。

**沖合生産・処理施設 (CPF)**  
 生産井、フローラインおよびフレキシブル・ライザー経由で送られた生産物をガスとコンデンセートに分離処理します。

**フレキシブル・ライザー**  
 海底からCPFへ生産物を輸送するためのパイプです。

**陸上ガス液化プラント**  
 パイプラインを通じて運ばれた天然ガスからコンデンセートとLPGを抽出し、残る天然ガスを2系列の液化施設でマイナス162℃に冷却し液化します。LNG年間840万トン、LPG年間160万トン、コンデンセート日量1.5万バレル(ピーク時)を出荷します。

**ガス・輸送パイプライン (GEP)**  
 CPFからダーウィンの陸上ガス液化プラントに至る42インチの天然ガスパイプライン。敷設ルートの水深は最大約250m、パイプラインの全長は約889kmです。

フローライン

**生産マンニフォルド**  
 海底に設置し、複数の生産井を接続する装置です。

**海底生産システム (SPS)**

**生産井**  
 ガス層へ合計50坑の井戸を掘削します。

**鉱区面積**  
 ・WA-50-L/51-L 鉱区: 1,079km<sup>2</sup>  
 ・WA-285-P 鉱区: 995km<sup>2</sup>  
 ・鉱区の水深: 170~340m  
 ・海上生産施設の水深: 250m程度

**ガス層**  
 Brewster部層、Plover層からなり、それらの深度は、地下約3,900m~4,600mです。



「イクシスLNGプロジェクト」は、当社が操業主体(オペレーター)として手がける2つの大型LNG(液化天然ガス)プロジェクトの一つで、西豪州の沖合約200kmに位置するイクシスガス・コンデンセート田の開発・生産・販売を主導するプロジェクトです。  
 2012年1月の最終投資決定後、施設の詳細設計、調達、建設を行う開発フェーズに移行し、現在、2016年末までの生産開始を目指し、開発作業を進めています。



陸上ガス液化プラント(ダーウィン)の起工式(2012年5月18日)  
 左:当社黒田会長、中央左:ギラード豪州政府首相、中央右:ヘンダーソン北部準州首相、右:サンクスターTOTAL E&P Australia 社マネージングダイレクター

**イクシスLNGプロジェクトの概要**

生産量	LNG LPG コンデンセート	年間840万トン 年間160万トン 日量約10万バレル(ピーク時)
最終投資決定	2012年1月13日	
生産開始スケジュール	2016年末までに生産開始予定	
権益比率(2012年7月末現在)	当社 TOTAL 東京ガス 大阪ガス 中部電力 東邦ガス	66.070%(オペレーター) 30.000%* 1.575% 1.200% 0.735%** 0.420%
作業状況	開発中	

\*30%のうち、6%分の権益譲渡については豪州政府による承認手続き中  
 \*\*豪州政府による承認手続き中

# Ichthys LNG Project



日本の年間LNG総輸入量の  
1割相当を生産するイクシスLNGプロジェクト、  
いよいよ開発フェーズへ



西豪州沖合掘削リグ

「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。

## Ichthys LNG Project

### プロジェクトの概要

イクシスLNGプロジェクトは、当社が操業主体として石油メジャーの仏TOTAL社などとともに開発作業を進めている大型LNGプロジェクトです。2016年末までにイクシスガス・コンデンセート田から天然ガスを生産し、LNG、LPG、コンデンセートとして出荷する予定です。LNG生産量は年間840万トンで、日本の年間総輸入量の1割程度を占める大規模なプロジェクトであり、日本にとってのエネルギー安定供給の観点からも重要な案件に位置づけられています。イクシスからのLNG年間生産予定数量の全量はすでに売買契約を締結済みで、2017年から日本の電力・ガス会社を中心にLNG生産量の7割相当が日本に向けられる予定です。LPGとコンデンセートについても、エネルギー需要が伸びるアジア・太平洋地域へ供給される予定です。

当社は、1998年8月に公開入札で、後にイクシスが発見される西豪州沖合鉱区の探鉱権を取得しました。以来、約10年間にわたり、第一次、第二次の掘削

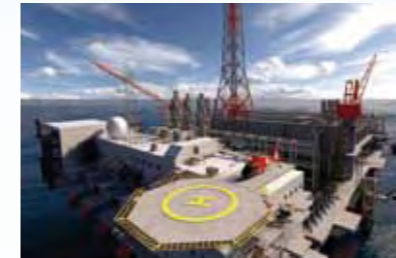
キャンペーンなどにより合計8坑の試探掘削を掘削し、商業開発に十分なガス・コンデンセートの存在を確認しました。その後、開発を行うための基本設計（FEED）作業を2009年から陸上・海上施設でそれぞれ実施しました。FEED作業に加え、政府許可の取得やLNG売買契約の締結といった開発作業へ移行するために必要な要件を揃え、2012年1月13日にプロジェクトの最終投資決定を行いました。建設作業を担う陸上・海上施設それぞれのコントラクターは、信頼性が高く実績が十分ある会社を選定しています。今後、2013年にかけて各施設の詳細設計や調達作業を進め、2014年から15年にかけて生産井の掘削や各施設の建設作業を行います。その後、試運転を経て2016年末までに生産を開始する予定です。

イクシスの生産期間は約40年を予定しており、そのうち約20年間はLNG年間840万トンの生産レベルを維持する予定です。開発投資額は340億米ド

ルで、当社分の資金負担は、自己資金とプロジェクト・ファイナンスを主体とする外部借入との組み合わせにより行います。他のLNGプロジェクトに比べ生産物にコンデンセート分が多いイクシスは、投資額の回収が早期に進みやすいこともあり、十分なプロジェクトの経済性が確保できる見込みです。



最終投資決定(2012年1月13日)



沖合生産・処理施設(CPF)(イメージ)

### 環境影響調査と地域貢献

プロジェクトの推進が環境に与える影響について、海上生産施設、海底パイプライン、および陸上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)のそれぞれを対象に数年にわたり環境影響調査を行いました。調査の結果は一般公開し、その際寄せられた意見を踏まえて政府へ提出後、プロジェクトの実施に対する承認(環境許可)を得ています。

プロジェクトの推進にあたり、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たいへん重要と認識しており、当社を信頼される企業市民として認めていただくための努力を重ねています。2011年4月には北部準州の

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キア職業訓練校の建設資金を援助しました。さらに、2012年4月には、石油・天然ガス産業のさらなる発展を人材育成の面から支えるため、ダーウィンのチャールズ・ダーウィン大学内に開設される「豪州北部石油・天然ガス研究センター」への費用援助も行っています。

本プロジェクトをオペレーターとして推進する当社は、地域の持続的な発展やそれに必要な人材育成に貢献するため、今後も社会・経済・文化面においてさまざまな支援を行ってまいります。



豪州南西部における試験植林



ラキア職業訓練校の様子

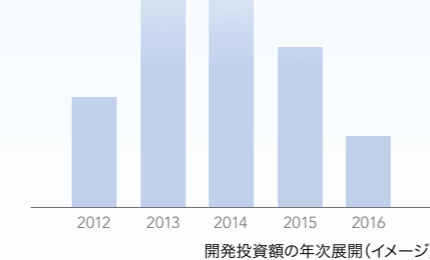
### プロジェクトの特徴

#### プロジェクトの進捗/成熟度(最終投資決定時)

- 政府許可取得済
- 信頼性の高いEPCコントラクター確保済
- LNG全生産量の売買契約締結済
- 金融機関の十分な貸出意向を確認済
- 2010年5月発表のスケジュール変更によりエンジニアリング作業、コスト見積もりの精度向上、地域社会との関係深化
- 高いランプ・サム契約比率(契約額の約75%)

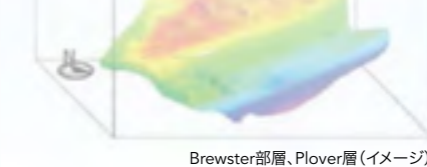
#### 開発投資額・経済性

- 総投資額: 340億米ドル
- 生産開始後長期にわたる安定的かつ大規模なフリーキャッシュ・フロー
- 十分な経済性(IRR)



#### 豊富な埋蔵量・生産量

- プロジェクトライフ40年
- 年間840万トンのLNGを約20年の長期にわたり生産可能
- 豊富なLPG、コンデンセート有
- 推定埋蔵量のうち、約11.8億バレル(原油換算)を確認埋蔵量へ格上げ(当社分、2012年3月末時評価)

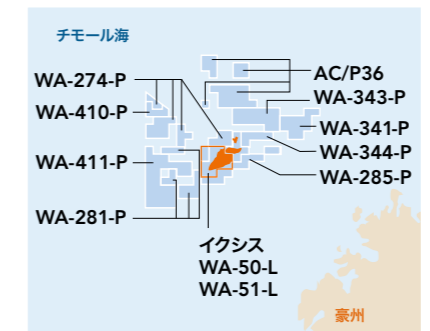


#### プロジェクトの推進体制

- アジア・オセアニア地域における当社の実績
- パートナー(TOTALなど)との協力



#### ポテンシャルの高い周辺探鉱鉱区に参入済

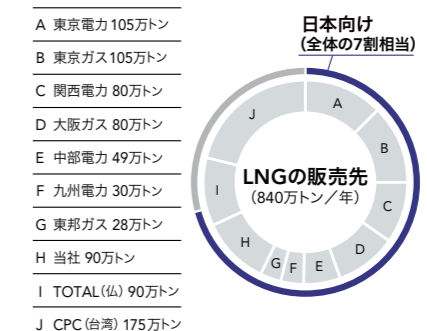


#### 豪州におけるLNGプロジェクト

- 低カントリーリスクである豪州
- 豪州連邦・地方政府のサポート
- 地域社会との良好な関係



#### LNG生産量の7割相当が日本向け



### イクシスLNGプロジェクトの成功に向けて

取締役常務執行役員  
イクシス事業本部長  
**伊藤 成也**

2012年1月に最終投資決定を行ったイクシスLNGプロジェクトは、まさに開発フェーズがはじまったところであり、日本企業初の大型LNGオペレーター案件として世界中の注目が集まっています。当社は西豪州のパーズ事務所、北部準州のダーウィン事務所を拠点として、パートナーの仏TOTAL社等、LNG買主、豪州政府関係者、EPCコントラクターといったプロジェクト関係者、また地元の皆さまの協力を得ながら、2016年末までの生産開始に向け、安全かつ効率的に開発作業を進めていきます。

開発ストーリー

# イクシスの可能性を確信し、オペレータープロジェクトに挑む。

2012年1月、最終投資決定を終えたイクシスLNGプロジェクトは開発フェーズへ進み、いよいよ生産開始に向けて動き出しました。イクシスは約40年間の商業生産が予定され、鉱区取得の1998年から数えると実に60年にもわたる巨大プロジェクトであり、探鉱から生産に至るその過程は、まさに壮大なストーリーと言えます。

## イクシスに可能性を感じた地質技術者

現在の当社の前身企業の一つ、インドネシア石油は、インドネシアでの石油開発を推進するために1960年代半ばに設立されました。その後、事業拡大のため、1980年代後半に隣国の豪州へ進出。現地の大石油・天然ガス開発会社と共同で数々の油・ガス田の探鉱・開発プロジェクトを手がけ、90年代後半には豪州での経験はすでに10年におよんでいました。

当社は、それまでジョイントベンチャーパートナーとして豪州海域のさまざまなプロジェクトに参画し、知識・経験・実績を積み重ねてきました。このようにして得られたデータのスタディを実施していた当社の地質技術者たちは、豪州北西沖合ブラウズ堆積盆の海域にはまだ油・ガス田が存在している可能性が高いと考えていました。



作業に従事する技術者



ダーウィン近郊における現地調査

## オペレータープロジェクトへ挑戦 そしてイクシス発見に成功

1997年3月に、同海域の鉱区が豪州政府より公開入札に付されることとなり、これまでの検討結果に加え、試掘井の物理検層データを入手し、さらなる検討を開始。技術者たちは分析を重ね、有望鉱区を絞り込み、当社経営陣も将来の成長を期待して、豪州でのオペレータープロジェクトにチャレンジする決断を下し、1998年8月、WA-285-P鉱区をオペレーターとして応札・取得することとなりました。

当初、同鉱区のポテンシャルに対し、周囲から疑問視する声も聞かれ、ジョイント

ベンチャーパートナーとしてメジャーや地元大手企業を含む同業各社から同鉱区への参画はありませんでした。しかし、当社が単独で探鉱作業を進めるなか、2000年の試掘第1号井で相当量のガス・コンデンセートを発見し、さらにその後の評価作業により、膨大な量のガス・コンデンセートが広がっていることが明らかになり、「イクシスガス・コンデンセート田」と命名されました。その後、イクシスの評価作業は順調に推移。技術者が感じた大きな可能性は現実のものになりました。

## プロジェクトの経緯

1998年	2000年～2001年	2003年～2004年	2007年～2008年	2009年～2011年	2012年～
<b>公開入札に応札、取得</b> ▶ 1997年3月に行われた豪州連邦政府の公開入札鉱区に参加し、1998年8月にWA-285-P鉱区を応札・取得。	<b>第一次掘削キャンペーン</b> ▶ 第一次掘削キャンペーンとして3坑の試掘を行い、いずれの坑井においてもガス・コンデンセートの胚胎を確認。 ▶ 三次元地震探鉱データ取得・処理・解釈作業を実施。	<b>第二次掘削キャンペーン</b> ▶ 埋蔵量検証のため、第二次掘削キャンペーンとして試掘井3坑を掘削することにより、貯留岩の広がりおよびガス・コンデンセートの胚胎を確認。	<b>可採埋蔵量評価</b> ▶ 2坑井を掘削し、イクシス・ガスコンデンセートプールの広がりを確認。  ▶ プラント建設地をダーウィンに決定。	<b>開発準備作業</b> ▶ 2009年、陸上ガス液化プラントの基本設計（FEED）作業、沖合生産施設およびパイプラインのFEED作業を開始。 ▶ 2010年11月、CPFのEPC入札作業開始。 ▶ 2010年12月、陸上ガス液化プラントのEPC準備作業開始。 ▶ 2011年3月、陸上ガス液化プラントのエンジニアリング作業終了。  <b>政府許認可</b> ▶ 2010年7月～9月、環境影響評価報告書（EIS）のパブリックレビューを実施。 ▶ 2011年4月、パブリックレビュー時のコメントを踏まえ追加レポート（サブミット）を政府へ提出。 ▶ 2011年、北部準州政府（5月）、連邦政府（6月）より環境承認を取得。	▶ 2012年1月、最終投資決定（FID）を実施。 ▶ 2012年3月、豪州政府当局より生産ライセンスを取得。 ▶ 2012年5月、ダーウィンにおける陸上ガス液化プラントの起工式を開催。 ▶ 2016年末までに生産開始予定。

## プラント建設地をダーウィンに決定

この大規模ガスコンデンセート田の開発計画を策定するにあたり、当初、天然ガス液化プラント建設地として、イクシスに近い無人島で、飛行場もないキンバリー地区沖合にある小さな島マレット島を有力候補として検討していました。しかし、地元西豪州内で計画されているいくつかのガス液化プラント建設プロジェクトの立地場所を一カ所に集中する方針が示されたことなどから、当社はマレット島を候補とすることを断念する結果となりました。

一方、北部準州の中核都市であるダーウィンについても候補地として検討しており、かねてより当社の陸上天然ガス液化プラントの建設を歓迎してきた同地を最終的にプラント建設地として選定しました。

沖合施設については、固定式プラットフォームによる開発も検討していましたが、技術的優位性・操業安定性・スケジュール・コストなど総合的な比較検討を行った結果、浮遊式の洋上生産施設を建設する方針となりました。



海上掘削リグ

## 最終投資決定、いよいよ開発フェーズへ



ララクア職業訓練校の生徒らと当社黒田会長

プロジェクトを進める過程では、州政府・連邦政府、そして地域との良好な関係の構築も不可欠です。州政府の全面的なサポートのもと、ダーウィンにプラント建設が決定された後も、当社は州政府・連邦政府と連携し、ダーウィンの先住民を含む青年層に対する職業訓練校の建設援助をするなど、地域への貢献に努めてきました。

また、世界最大級の生産施設を含む沖合生産施設、約889kmのパイプライン、年産840万トンのLNGを生産する陸上ガス液化プラントなどを対象に、2009年か

ら実施してきた陸上・沖合施設の基本設計（FEED）を完了。並行して開発に必要な許認可の取得、電力・ガス会社などとのLNG長期売買契約の締結、設備投資額の積算、収益性の検討などを進めてきました。

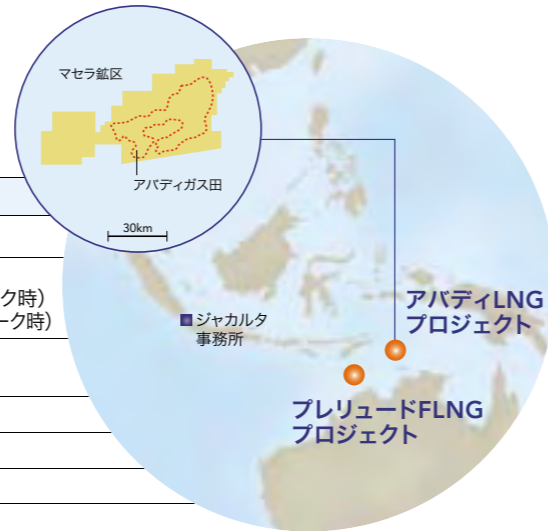
このようにプロジェクトを進めるための諸準備をすべて整え、当社は2012年1月13日に最終投資決定という大きなマイルストーンを達成し、開発フェーズに移行しました。

今後も2016年末までの生産開始に向け、プロジェクトを着実に進めていきます。

## イクシスに続く大型LNGプロジェクト

世界初の技術によるフローティングLNG (FLNG) 方式のプロジェクトを石油メジャーのシェル社と戦略的パートナーシップを結び本格的に推進します。

	アバディ	プレリユード
国名	インドネシア	豪州
生産量(予定)	LNG 年間250万トン コンデンセート 日量8,400バレル (第一次開発)	LNG 年間360万トン LPG 年間約40万トン(ピーク時) コンデンセート 日量約3.6万バレル(ピーク時)
権益比率	当社 60%、Shell 30%、 PT Energi Mega Persada 10%	当社 17.5%、Shell 72.5%、 KOGAS 10%
オペレーター	当社	Shell
開発方式	FLNGによる開発	FLNGによる開発
作業状況	開発準備中	開発中



### アバディLNGプロジェクト

アバディガス田は、インドネシア領アララ海の海上に位置し、ガス層の分布面積が1,000km<sup>2</sup>を超える大型ガス田です。アバディLNGプロジェクトでは、当社がオペレーターとしてこのガス田を採鉱段階から手掛けており、現在は、開発に向けた準備作業を行っています。2010年12月にインドネシア政府から第一次開発計画(POD-1)の承認を得ており、LNG生産量年間250万トンサイズのFLNG方式に

よる開発を目指しています。大規模洋上開発に実績・経験を持つ石油メジャーのシェル社をプロジェクトの戦略的パートナーとして迎え入れ、2011年12月に参加権益30%を当社より譲渡しています。シェル社から技術的サポートやFLNG専門家を受け入れており、今後は、2012年の後半を目途として基本設計(FEED)作業を開始する予定です。



「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。



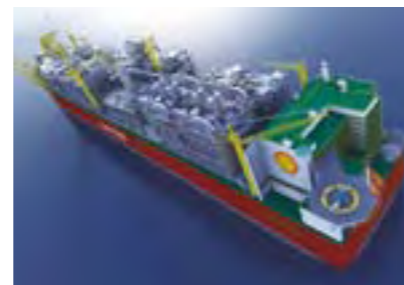
#### フローティングLNGとは?

FLNG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船に直接出荷する新しい開発方式です。現在、石油メジャーをはじめ、多数の石油会社やエンジニアリング会社などがFLNGの商業化に向けて検討作業や建設準備を行っています。FLNGには、パイプラインなどの設備が不要で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。

### プレリユードFLNGプロジェクト

当社は、シェル社が豪州北西部沖で開発中のFLNGプロジェクト「プレリユード」に参画し、2012年6月に権益17.5%を取得しました。プレリユードFLNGプロジェクトは、LNG年間360万トン、LPG年間約40万トン(ピーク時)、およびコンデンセート日量約3.6万バレル(ピーク時)をFLNG方式により生産・液化・出荷するプロジェクトです。シェル社が2011年5月に最終

投資決定を行い、現在開発作業を進めています。当社によるプレリユードFLNGプロジェクトへの参加は、シェル社とのグローバルな関係拡大、当社におけるLNGポートフォリオの強化、FLNGの知見・経験の向上、およびそれらのアバディLNGプロジェクトへの活用といった意義があります。



プレリユードのFLNG船

# 4

## プロジェクトの概況

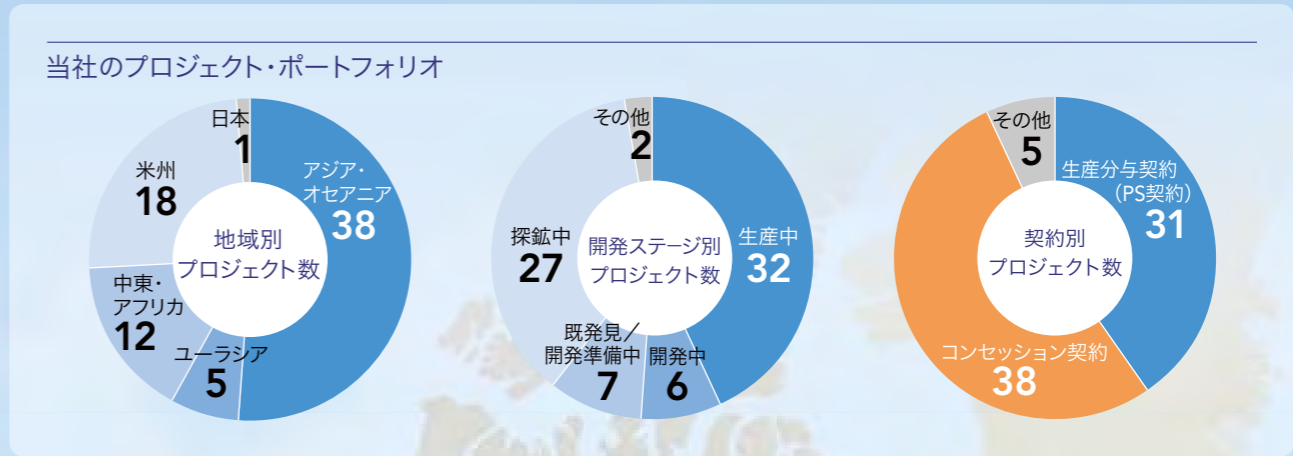
プロジェクト一覧	056
地域別プロジェクトの状況	
アジア・オセアニア	058
ユーラシア	063
中東・アフリカ	066
米州	068
日本	071
ガスサプライチェーン	073
地熱	074

プロジェクト一覧

# 世界27カ国、74プロジェクト

(2012年6月末現在)

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、バランスの取れたポートフォリオの形成に取り組んでいます。



## ユーラシア ▶P.63

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

## 米州 ▶P.68

展開国数	7
プロジェクト数	18
生産中	11
開発中	1
既発見/開発準備中	2
探鉱中	4

## 日本 ▶P.71

## アジア・オセアニア ▶P.58

展開国数	7
プロジェクト数	38
生産中	12
開発中	4
既発見/開発準備中	4
探鉱中	17
その他	1

## 中東・アフリカ ▶P.66

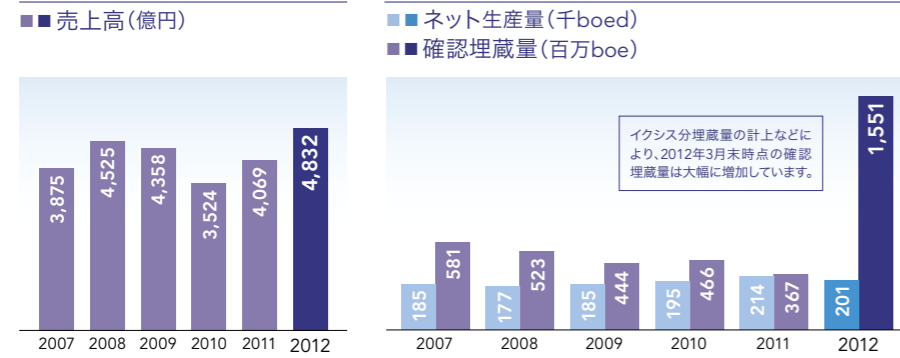
展開国数	8
プロジェクト数	12
生産中	6
既発見/開発準備中	1
探鉱中	5

● 生産分与契約 (PS契約)
 ● コンセッション契約
 ● その他
 ● 石油・天然ガスの主な産出地帯 (イメージ)

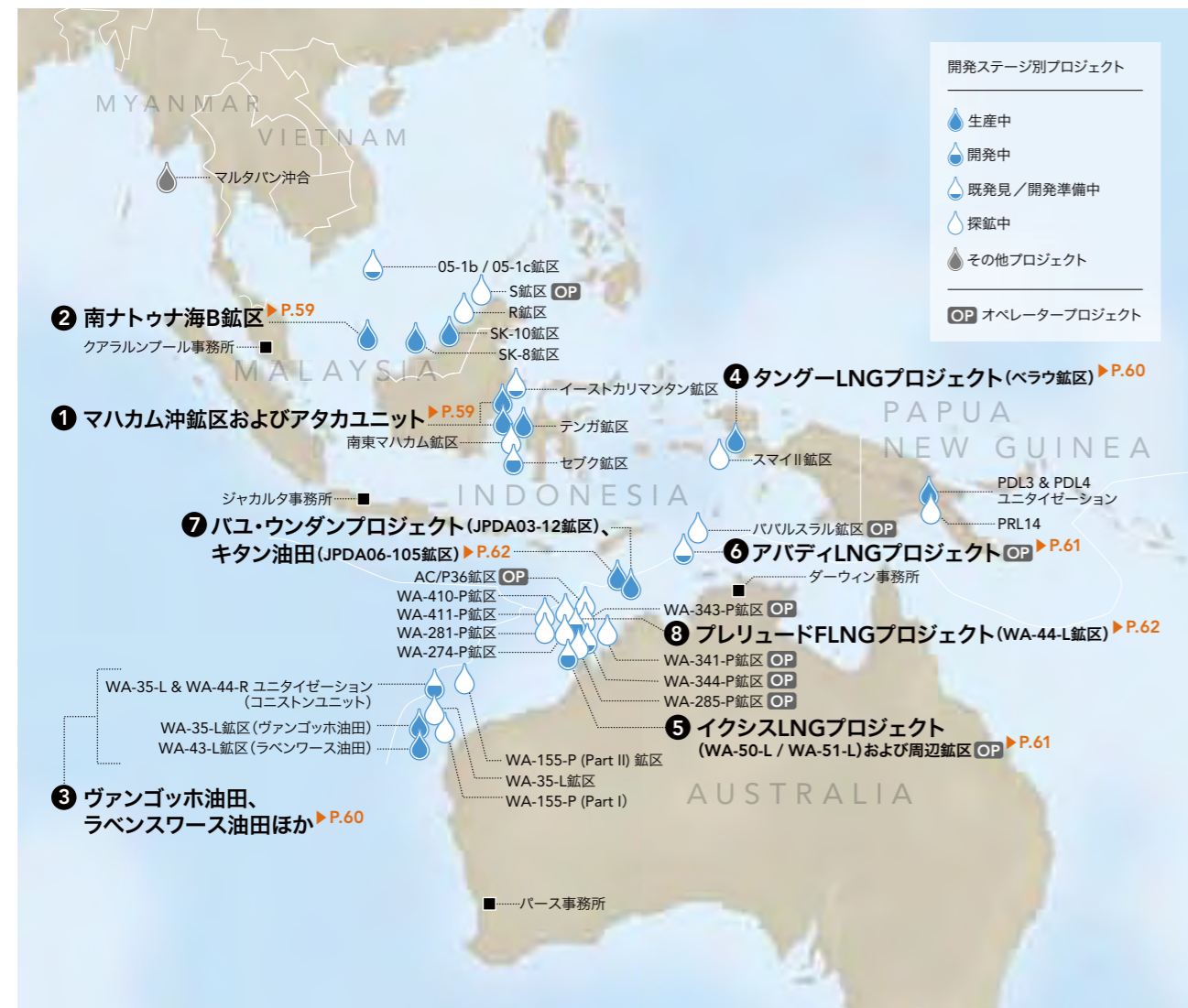
## 地域別プロジェクトの状況

# 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2012年3月期の業績は、販売量の減少や為替が円高に推移した影響があったものの、油価・ガス価の上昇により、売上高は4,832億円(前期比18.8%増)、営業利益は2,996億円(前期比27.0%増)となりました。ネット生産量は201千boed、確認埋蔵量はイクシス分の計上などにより、1,551百万boeとなりました。



展開国数	7
プロジェクト数	38
生産中	12
開発中	4
既発見/開発準備中	4
探鉱中	17
その他	1

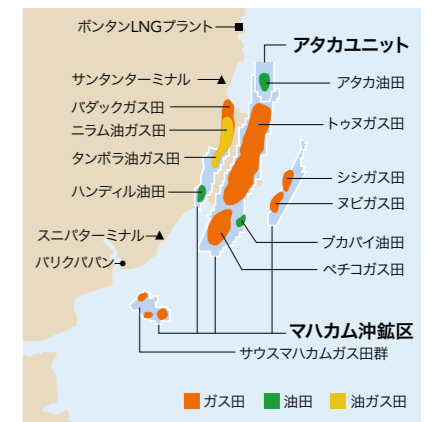


## 1. マハカム沖鉱区およびアタカユニット

契約地域(鉱区)	作業状況(生産量、2012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67千bbl 天然ガス:日量2,150百万cf LPG:日量0.5千bbl)	国際石油開発帝石(株) (1966年2月21日)	同社 50% *TOTAL 50%
アタカユニット			同社 50% *Chevron 50%

1966年10月にインドネシア政府と生産分与契約を締結し、当社はマハカム沖鉱区の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%ずつの権益比率で双方の隣接鉱区の一部を統合して設定され、1972年から原油・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月に当社権益の50%をCFP社(現TOTAL社)に譲渡しました。その後、ブカパイ油田、ハンディル油田、タンボラ油ガス田、トゥヌガス田、ペチコガス田、シシ・ヌビガス田などが順次発見され、以降、各油ガス田で原油・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、積み出し基地であるサンタンターミナル、およびスニパターミナルから日本の石油精製会社、電力会社などへ出荷しています。天然ガスは主にボンタンLNGプラントへ供給し、LNGとして日本をはじめとする需要家向けに出荷しています。マハカム沖鉱区は、現在も当社事業の中心的役割を果たす主力鉱区となっており、2018年以降のさらなる契約期間の延長を目指し、オペレーターのTOTAL社とともにインドネシア当局と協議を進めています。

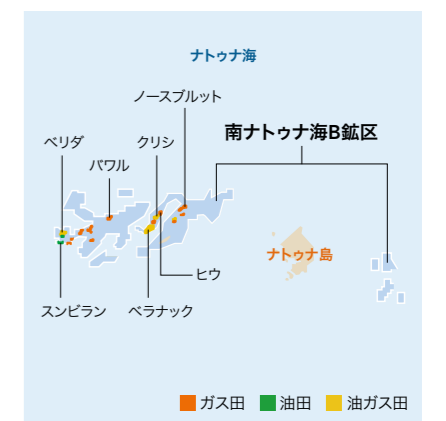


## 2. 南ナトゥナ海B鉱区

契約地域(鉱区)	作業状況(生産量、2012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52千bbl 天然ガス:日量365百万cf LPG:日量5千bbl)	ナトゥナ石油(株) (1978年9月1日)	同社 35% *ConocoPhillips 40% Chevron 25%

当社は、1977年7月にインドネシア南ナトゥナ海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。原油生産は1979年から開始しており、天然ガスについては、インドネシア初の海外向けパイプラインにより、2001年からシンガポール向けに供給しています。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。同鉱区のベラナック油ガス田では、世界有数規模のFPSOにより生産を行っており、2004年12月から原油・コンデンセート、2007年4月からLPGの生産を開始しています。さらに、同鉱区では、2006年にヒウガス田、2007年にクリシ油ガス田、2009年11月にノースブルットガス田、2012年7月にバワルガス田の生産を開始しています。





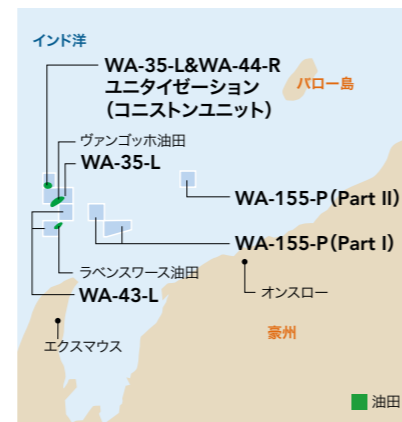
タンゲー(出荷施設) イクシスLNGプロジェクト(沖合生産・処理施設)(イメージ) イクシスLNGプロジェクト(ダーウィン陸上施設)(イメージ)

### 3. ヴァンゴッホ油田、ラベンスワース油田ほか

契約地域(鉱区)	作業状況 (生産量、2012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、**豪州政府による承認手続き中、2012年6月末現在)
WA-35-L(ヴァンゴッホ限定エリア)	生産中(原油:日量20千bbl)	アルファ石油(株) (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30千bbl)		同社 28.5% *BHPBP 39.999% Apache 31.501%
WA-35-L&WA-44-Rユニタイズーション (コニストンユニット)	開発中		同社 47.499%** *Apache 52.501%**
WA-35-L(ヴァンゴッホ限定エリアを除く)	探鉱中		同社 47.499% *Apache 52.501%
WA-155-P(PartII)			同社 18.67% *Apache 81.33%
WA-155-P(PartI)			同社 28.5% *BHPBP 39.999% Apache 31.501%

当社が1999年7月に取得した西豪州沖合WA-155-P(Part I) 鉱区では、その後の探鉱作業で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鉱区として生産ライセンスを取得しました。その後、2010年2月、8月からそれぞれ原油生産を開始しています。

WA-35-L鉱区、およびWA-44-R鉱区にまたがるコニストンユニットでは、2011年12月に開発移行を決定し、2013年第4四半期の原油生産開始に向けて開発作業に着手しています。コニストンユニットにおける生産開始後当初1年間の平均原油生産量は日量21,500bblを予定しています。



### 4. タンゲーLNGプロジェクト(ベラウ鉱区)

契約地域(鉱区)	作業状況(生産量、2012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)
ベラウ	生産中 (原油:日量6千bbl 天然ガス:日量945百万cf)	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ウィリアムスガール 10.0% LNG Japan 7.35% Talisman 3.06%

当社と三菱商事(株)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月にインドネシアのベラウ鉱区の約22.9%権益を取得しました。MI Berau B.V.社は、ベラウ鉱区・ウィリアムスガール鉱区・ムトゥリ鉱区との間で設定されたタンゲーLNGプロジェクトの権益16.3%(うち、当社分約7.17%)を保有しています。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)(当社44%、

三菱商事56%)を通じ、ケージーベラウ石油開発(株)の約16.5%の株式を取得。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年まで)がインドネシア政府に承認され、その後の開発作業を経て、2009年7月よりLNG供給を開始しています。



イクシスLNGプロジェクト(海上リグ) イクシスLNGプロジェクト(ダーウィンの現地調査) アパディLNGプロジェクト(試験)

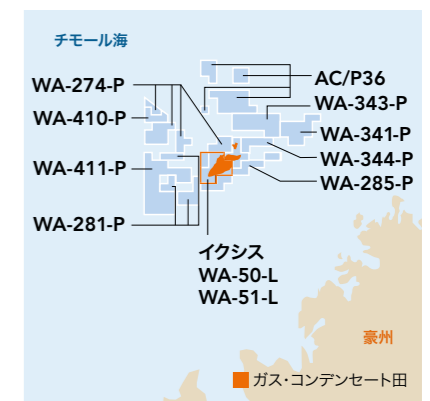
### 5. イクシスLNGプロジェクト、および周辺鉱区

▶参照:P.46-53

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、**30%のうち、6%分の権益譲渡については豪州政府による承認手続き中、***豪州政府による承認手続き中。2012年7月末現在)
WA-50-L	開発中	INPEX Ichthys Pty Ltd(2011年4月5日)	*同社 66.070% TOTAL 30.000%** 東京ガス 1.575% 大阪ガス 1.200% 中部電力 0.735%*** 東邦ガス 0.420%
WA-51-L		インベックス西豪州 ブラウス石油(株) (1998年9月1日)	
WA-285-P	同社 20% Chevron 50% *Santos 30%		
WA-274-P	同社 20.0000% *Santos 47.8306% Chevron 24.8300% Beach 7.3394%		
WA-281-P	探鉱中		
WA-341-P			*同社 60% TOTAL 40%
WA-343-P	既発見		
WA-344-P			同社 20% *Santos 30% Chevron 50%
WA-410-P	探鉱中		
WA-411-P			同社 26.6064% *Santos 63.6299% Beach 9.7637%
AC/P36			*同社 50%*** Murphy 50%

当社は、1998年8月の公開入札により西豪州沖合WA-285-P鉱区の権益を取得しました。その後オペレーターとして同鉱区の探鉱作業を推進し、2000年に大規模なガス・コンデンセート田、イクシスの発見に成功しました。同ガス・コンデンセート田では、合計8坑の試探掘削の掘削を完了し、大型LNG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月に陸上ガス液化プラント建設予定地をダーウィンに決定した後、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月には海上生産施設等の基本設計作業を開始しました。2012年1月に最終投資決定を行い、現在は2016年末までの生産開始に向け開発作業を行っています。また、当社はイクシスガス・コンデンセート田周辺に9つの探鉱鉱区を保有しており、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LNGプロジェクトとの相乗効果など、事業のさらなる拡大が期待されます。



### 6. アパディLNGプロジェクト

▶参照:P.54

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)
マセラ	開発準備中	インベックスマセラアラフラ海石油(株) (1998年12月2日)	*同社 60% Shell 30% PT Energi Mega Persada 10%

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。その後、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号井によりアパディガス田を発見しました。その後、2002年に2坑、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、いずれもガス・コンデンセート層の広がりを確認しています。2010年12月にインドネシア政

府より、年間250万トンフローティングLNG(FLNG)方式により開発する第一次開発計画(POD-1)が承認され、現在は、ガス田の開発に向けて、2012年後半を目途に基本設計(FEED)作業を開始する予定で準備を進めています。また、ガス田埋蔵量に応じた追加開発の検討も継続的に実施しており、2013年第2四半期から2~3坑の評価井と1坑の試掘掘削を予定しています。





バク・ウマダンプロジェクト(ダーウィンLNG)

キタン油田(生産テスト)

プレリユードFLNGプロジェクト (FLNG船)

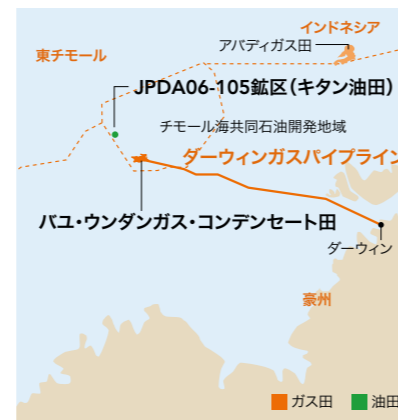
## 7. バク・ウマダンプロジェクト (JPDA03-12鉱区)、キタン油田 (JPDA06-105鉱区)

契約地域(鉱区)	作業状況(生産量、2012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)
JPDA03-12	生産中 (原油:日量56千bbl 天然ガス:日量530百万cf LPG:日量33千bbl)	サウル石油(株) (1993年3月30日)	同社 19.2458049% *ConocoPhillips 61.3114766% Santos 19.4427185%
バク・ウマダン 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%
JPDA06-105 (キタン油田)	生産中(原油:日量19千bbl)	インベックスチモール シー(株) (1991年11月25日)	同社 35% *Eni 40% Talisman 25%

1993年4月に豪州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鉱区の権益を取得し、その後の探鉱作業を通じて複数の原油・ガスを発見しました。そのうち、ウマダン構造では、隣接するJPDA03-13鉱区のバク構造と一体であることが判明したため、両鉱区の権益保有者が1999年にユニタイゼーションを行い、バク・ウマダンガスコンデンセート田として共同開発を開始しました。そ

の後、2004年よりコンデンセートおよびLPG、2006年2月よりLNGを生産・出荷しています。

1992年1月に取得したJPDA06-105鉱区では、2008年3月から開始したキタン1号井/2号井の掘削作業で原油を確認し、2010年4月にチモール海共同石油開発地域の管理当局から最終開発計画の承認を取得しました。その後の開発作業を経て、2011年10月からキタン油田の生産を開始しています。



## 8. プレリユードFLNGプロジェクト (WA-44-L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)
WA-44-L	開発中	INPEX Oil & Gas Australia Pty Ltd (2012年2月28日設立)	同社 17.5% *Shell 72.5% KOGAS 10.0%

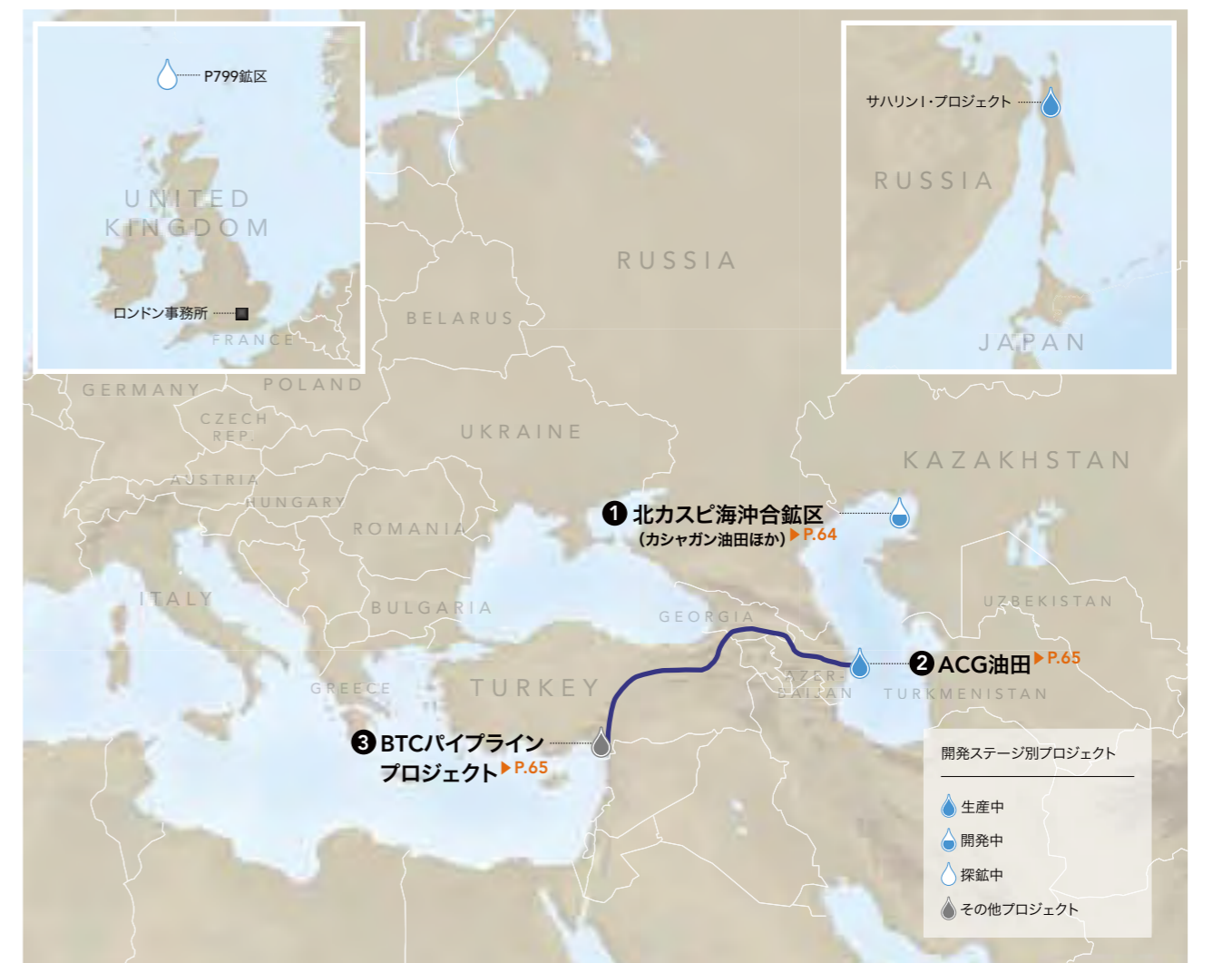
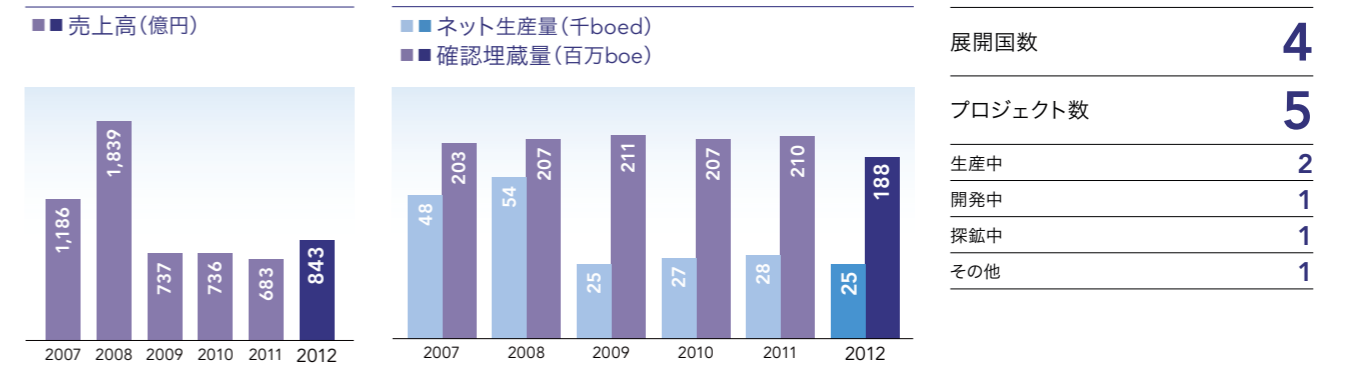
当社は、シェル社が豪州北西部沖で開発中のFLNGプロジェクト「プレリユード」に参画し、2012年6月に権益17.5%を取得しました。プレリユードFLNGプロジェクトは、プレリユードガス田およびコンチェルトガス田より、年間360万トンのLNG、年間約40万トン(ピーク時)のLPGおよび日量約3.6万bbl(ピーク時)のコンデンセート

をFLNG方式により生産・液化・出荷するプロジェクトで、オペレーターのシェル社が2011年5月にFLNG方式により世界で初めて最終投資決定をしています。2007年はじめのプレリユードガス田発見からおよそ10年での生産開始を目標とし、現在開発作業を進めています。

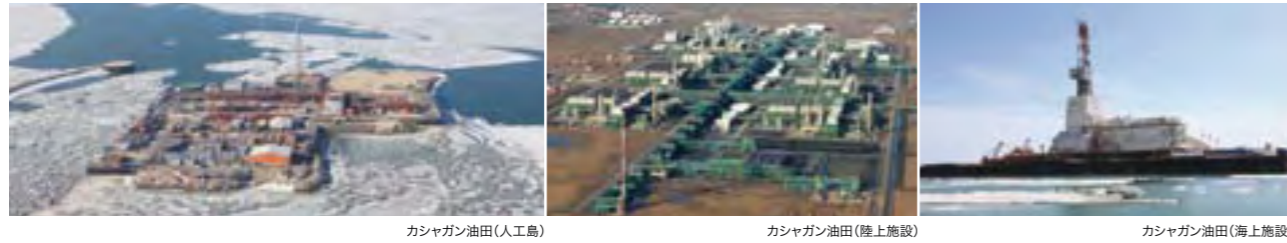


# ユーラシア

ユーラシア地域における当社の2012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、油価上昇により、売上高843億円(前期比23.4%増)、営業利益は471億円(前期比29.1%増)となりました。ネット生産量は25千boed、確認埋蔵量は188百万boeとなりました。







カシャガン油田(人工島) カシャガン油田(陸上施設) カシャガン油田(海上施設)

## 1. 北カスピ海沖合鉦区(カシャガン油田ほか)

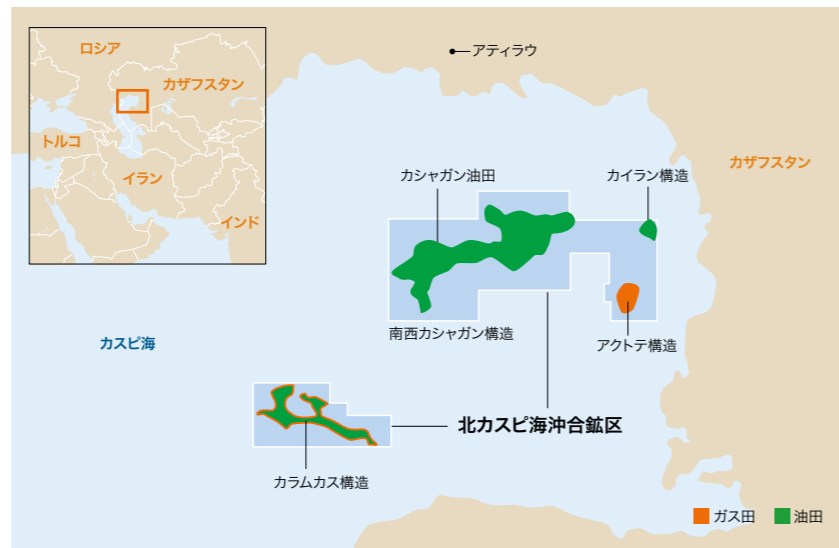
契約地域(鉦区)	作業状況	事業会社(設立)	権益比率
北カスピ海沖合	開発中	インベックス北カスピ海石油(株) (1998年8月6日)	同社 7.56% Eni 16.81% ExxonMobil 16.81% KMG 16.81% Shell 16.81% TOTAL 16.81% ConocoPhillips 8.40%

北カスピ海沖合鉦区は、東部約4,300km<sup>2</sup>、西部約1,275km<sup>2</sup>(合計約5,575km<sup>2</sup>)の2つの鉦区より構成され、うち東部の鉦区にあるカシャガン油田は、カザフスタン共和国アティラウ市から南東約75kmのカスピ海域上、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鉦区の権益を取得し、現在の当社の参加権益比率は約7.56%となっています。

同鉦区では、1999年9月より試掘第1号井を掘削し、その後2000年にカシャガン油田を確認、2002年に商業発見宣言を行いました。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、2012年末までの生産開始を目標に第一段階開発(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、当社を含むすべ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、2009年1月に同社が旧オペレーターであるAgipKCO社の役割を引き継ぎました。

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、カシャガン油田の開発と並行してこれら既発見構造の評価作業を進め、同鉦区からのさらなる生産拡大を検討しています。



ACG油田(生産施設) BTCパイプラインプロジェクト(ターミナル)

## 2. ACG油田

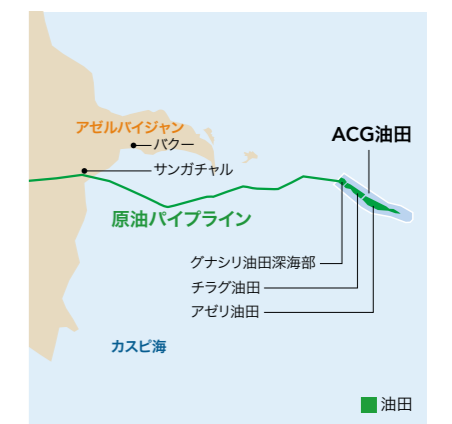
契約地域(鉦区)	作業状況(生産量、2012年3月期平均、全鉦区ベース)	事業会社(設立)	権益比率(*オペレーター)
ACG (アゼリ・チラグ・グナシリ)	生産中(原油:日量699千bbl)	インベックス南西カスピ海石油(株) (1999年1月29日)	同社 10.96% *BP 37.43% Chevron 11.27% SOCAR 10.00% Statoil 8.56% ExxonMobil 8.00% TPAO 6.75% 伊藤忠商事 4.30% Hess 2.72%

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%に増加しています。

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、2013年12月の生産開始に向けて作業を進めています。

ACG油田から生産される原油は、主としてBTCパイプラインによりバクー(Baku)からグルジアを経由してトルコのジェイハン(Ceyhan)まで輸送され、地中海より出荷されています。



## 3. BTCパイプラインプロジェクト

契約地域(鉦区)	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%

2002年10月に当社は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

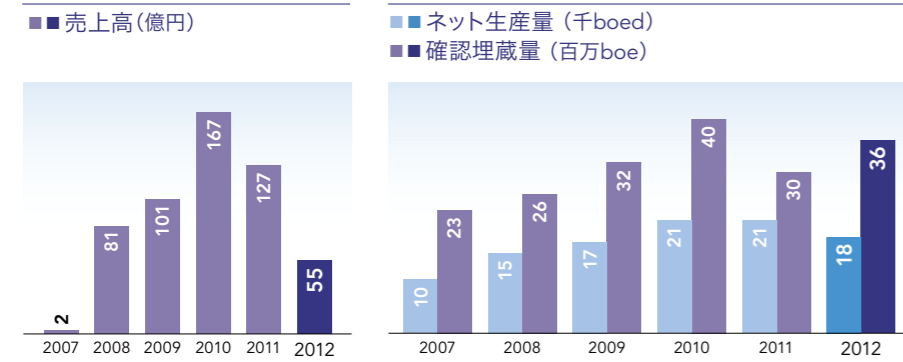
本格稼働しています。BTCパイプラインは、主にアゼルバイジャンのACG油田で生産される原油を輸送するために建設されましたが、将来的にカザフスタンのカシャガン油田で生産される原油などもあわせ輸送することも視野に入れ、輸送能力を日量120万bblに増強しています。





# 米州

米州地域における当社の2012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55億円(前期比56.4%減)、主に探鉱費の増加により営業損失は55億円(前期比81.8%増)となりました。ネット生産量は18千boed、確認埋蔵量は36百万boeとなりました。



展開国数	7
プロジェクト数	18
生産中	11
開発中	1
既発見/開発準備中	2
探鉱中	4

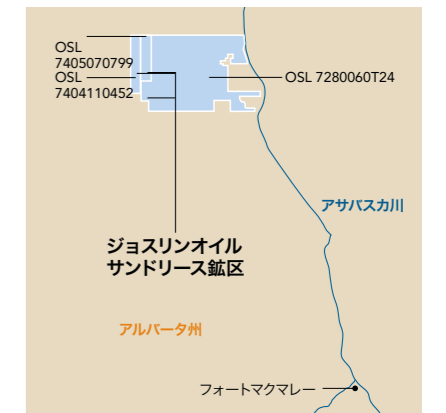


## 1. ジョスリン オイルサンドプロジェクト

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	既発見/開発準備中	インベックスカナダ石油(株)(2006年11月28日)	同社 10% *TOTAL 38.25% Suncor 36.75% Occidental 15%
OSL 7405070799			
OSL 7404110452			

当社は、2007年11月にカナダ・アルバータ州のジョスリンオイルサンド上流開発プロジェクトにおける10%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量10万bbl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は、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改質手段につき検討・協議中です。

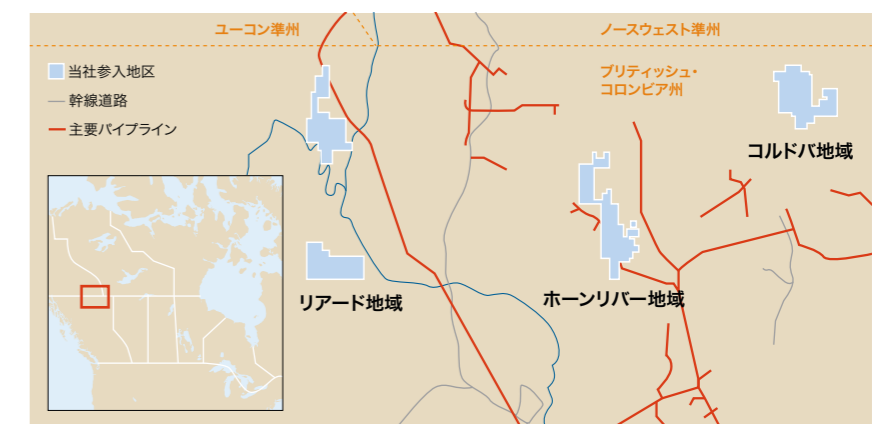


## 2. カナダ シェールガスプロジェクト

契約地域(鉱区)	作業状況(生産量、2012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)
ホーンリバー、コルドバ、リアード地域	開発中(一部生産中)	INPEX Gas British Columbia Ltd. (2011年11月28日設立)	同社 40% *NEXEN 60%

当社は、2011年11月にカナダ・ブリティッシュ・コロンビア州のホーンリバー、コルドバおよびリアードの各地域に保有するシェールガス鉱区に関し、ネクセン社との間で、各鉱区の40%の権益を取得することについて基本合意しました。本プロジェクトは、当社にとって初のシェールガス開発生産プロジェクトとなります。

ホーンリバー、コルドバおよびリアードの各地域の鉱区は、既発見未開発のシェールガスが胚胎する鉱区であり、鉱区面積は3鉱区合計で約1,200 km<sup>2</sup>で、今後、本格的な開発作業を進め、ホーンリバー、およびコルドバの両鉱区合計で日量最大1,250百万cf(約20万boed)規模の生産を目指します。





メキシコクエルビト鉱区

コパ・マコヤ鉱区(ガスプラント)

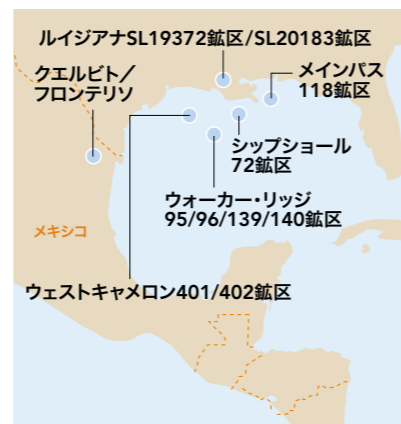
コパ・マコヤ鉱区(ガスプラント)

### 3. 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、2012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bbl 天然ガス:日量15百万cf)	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%
ウェストキャメロン401/402鉱区			同社 25% *PetroQuest 38% その他 37%
メインパス118鉱区			同社 16.66667% *Dynamic Offshore 50% その他 33.33333%
ルイジアナSL19372鉱区			同社 17.5% *PetroQuest 38.5% その他 44%
ルイジアナSL20183鉱区			同社 25% *PetroQuest 55% その他 20%
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%

米国では、2006年4月より米国メキシコ湾の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、メインパス118鉱区、ウェストキャメロン401/402鉱区、ルイジアナSL19372鉱区およびSL20183鉱区からも生産を開始しています。2011年2月にはメキシコ湾の大水深探鉱プロジェクトであるウォーカー・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 de 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ソ鉱区からの生産を開始しました。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。



### 4. 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、2012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)
コパ・マコヤ	生産中 (原油:日量1千bbl 天然ガス:日量70百万cf)	Teikoku Oil and Gas Venezuela, C.A. (2006年6月7日)	*同社 70% PDVSA 30%
グアリコオリエンタル			同社 30% PDVSA 70%

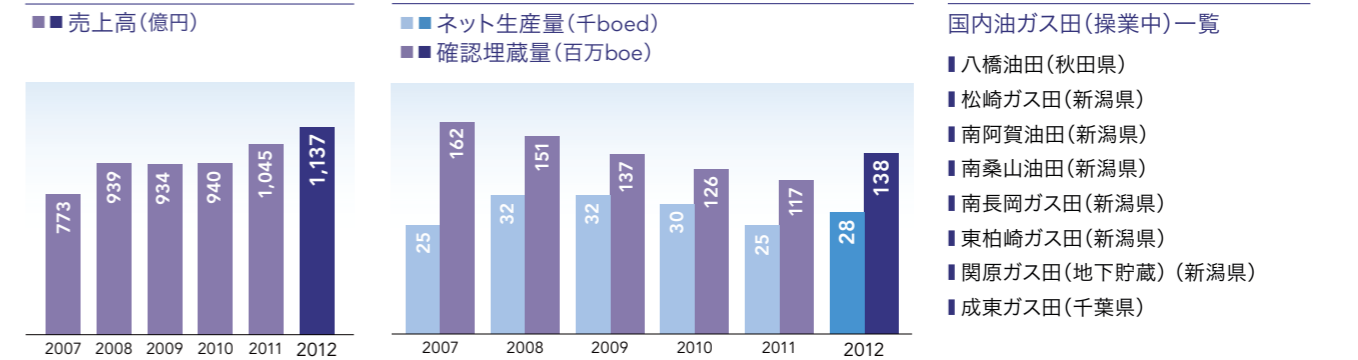
当社は、1992年7月にベネズエラ中央部陸上のイースト・グアリコ鉱区の100%権益を取得し、オペレーターとして油田・ガス田の再活性化事業、新規探鉱および開発事業を行ってきました。その後、ベネズエラでは、2006年に従来の操業サービス協定をジョイントベンチャー契約に改定するよう政策が変更されたため、これに基づき、ガス事業と原油事業それぞれの

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。また、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年まで延長されています。



# 日本

日本における当社の2012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1,137億円(前期比8.7%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246億円(前期比5.2%減)となりました。ネット生産量は28千boed、確認埋蔵量は138百万boeとなりました。



- 国内油ガス田(操業中)一覧
- 八橋油田(秋田県)
  - 松崎ガス田(新潟県)
  - 南阿賀油田(新潟県)
  - 南桑山油田(新潟県)
  - 南長岡ガス田(新潟県)
  - 東柏崎ガス田(新潟県)
  - 関原ガス田(地下貯蔵)(新潟県)
  - 成東ガス田(千葉県)



## ガスサプライチェーン



### 1. 南長岡ガス田を中心とする国内天然ガス事業

国内天然ガスの生産量・販売量	
生産量(国内油田・ガス田の合計、2012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bbl
天然ガス販売量(2012年3月期合計)	約17.6億m <sup>3</sup>

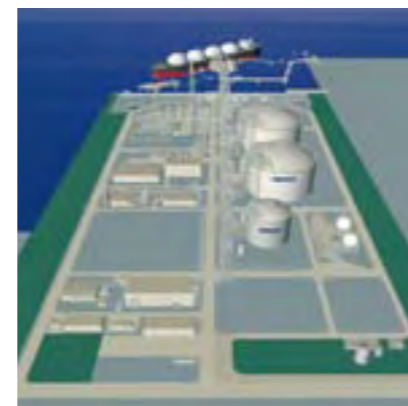
南長岡ガス田は、当社が1979年に発見し、その後1984年より生産を続けている日本最大級のガス田です。生産・処理された天然ガスは、関東甲信越に広がる総延長約1,400kmの幹線パイプラインネットワークを通じて沿線の都市ガス事業者および工業用需要家の皆さまへ販売されています。

当社の天然ガス販売量は、競合エネルギー価格の高騰や天然ガスの環境優位性を背景として、着実に拡大してきました。今後は当社の基幹パイプラインである新東京ラインの増強や、2012年4月から本格的に建設工事を開始した富山ライン(新潟県糸魚川市～富山県富山市)の展

開などにより、2020年代前半に年間25億m<sup>3</sup>を見込み、長期的には30億m<sup>3</sup>規模の天然ガスの販売を目指しています。

このような成長を支えるため、パイプラインネットワークの拡充に加え、2010年から静岡ガス(株)よりLNG気化ガスを導入して供給能力と供給安定性を向上させました。さらに、2014年初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、千葉県の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。



直江津LNG受入基地(完成イメージ)

### 2. 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)
LNG受入能力	年間約150万トン
稼働開始予定	2014年初

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さま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受入基地の稼働(2014年初予定)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など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。

INPEX中長期ビジョンの第2の成長目標であるガスサプライチェーンの強化については、直江津LNG受入基地の建設や広域パイプラインネットワークの拡大に取り組むとともに、ガスビジネスのグローバル展開を目指しています。

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。イクシス、アパ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さまに天然ガスを供給するもので、

- ①国産天然ガス
- ②静岡ガス(株)からのLNG気化ガス
- 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ます。

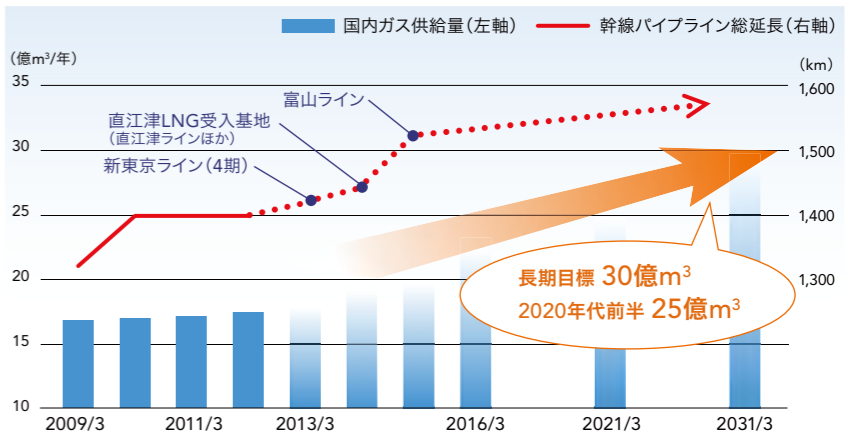
天然ガスを上流から下流まで、つまり、開発・生産・液化・輸送・気化・供給を一貫して手がける「ガスサプライチェーン」の構築は、経営統合の大きな成果の一つです。これを足場として、ガス・電力事業者との連携強化による緊急時ガス融通体制の整備、パイプラインネットワークの拡大・広域化のほか、グローバルなLNGポートフォリオの構築など、天然ガスを利用した、時代にふさわしいエネルギー事業の展開を追求します。

### 天然ガスの3つの供給ソース

- ① 国産天然ガス(南長岡ガス田ほか)
- ② 静岡ガスからのLNG気化ガス
- ③ 直江津LNG受入基地からのLNG気化ガス



### 国内ガス年間供給量の長期見通し

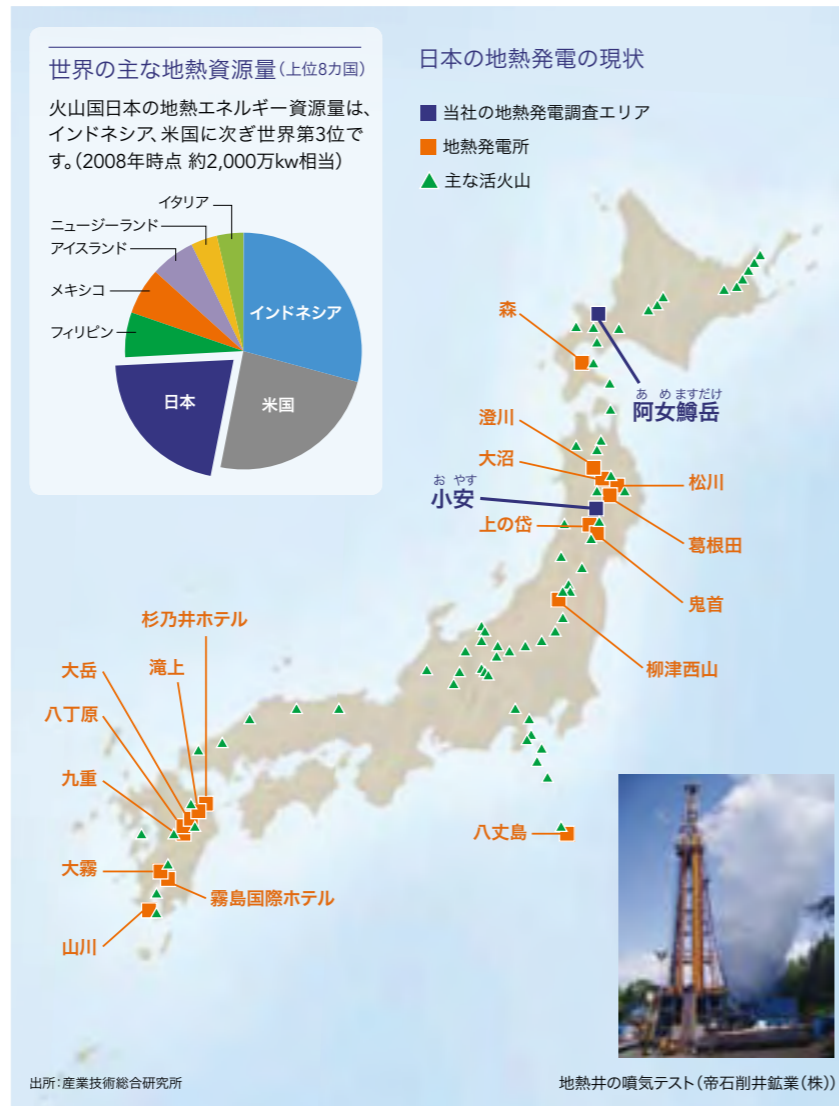


# 地熱

社会に貢献する総合エネルギー企業を目指して、次世代の成長を見据えた研究開発や事業化の取り組みを強化しています。特に地熱開発については事業化に向けた調査活動などの取り組みを着実に進めています。

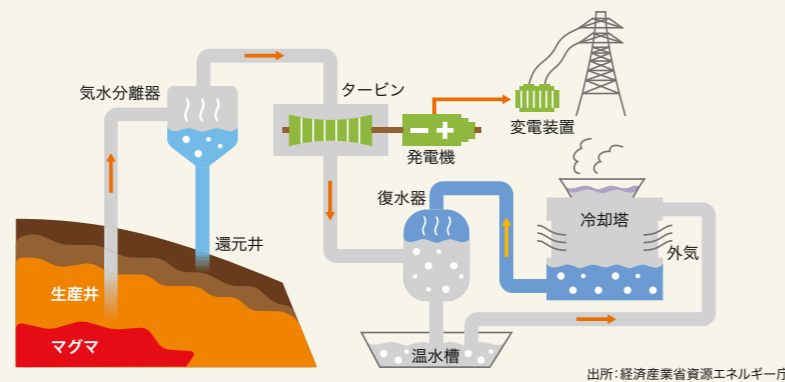
地熱発電とは、地下にある火山マグマの熱エネルギーを蒸気として取り出し発電するものです。日本には世界第3位の地熱資源量があり、地熱はエネルギー資源が少ない日本にとって貴重な再生可能エネルギー資源であるとともに、発電時にCO<sub>2</sub>の排出が少ないことから地球にやさしいクリーンエネルギーとしても注目されています。

当社は、2011年6月より、出光興産(株)と共同で北海道(札幌市、阿女鱒岳地域)、および秋田県(湯沢市、小安)にて地熱発電の共同調査を行っています。両地域では、すでに過去の調査で地熱発電が可能な200℃以上の地下温度が確認されており、2012年中に両地域それぞれで調査井の掘削を実施するなど、今後、調査を本格化させていきます。石油・天然ガス開発の掘削技術は地熱の開発においても共通していることから、当社ならではの技術を活かしつつ、両地域でさらなる調査を進め、事業化に向け取り組んでいきます。



## 地熱発電の仕組み

現在の日本の地熱発電所は、雨水などが地熱により加熱されて高温の熱水として地下に蓄えられたものを取り出し、この地熱水を蒸気と熱水に分け、熱水は地下に戻して蒸気だけをタービンの動力に利用する蒸気発電方式です。



# 5

## 企業としての社会的責任

企業としての社会的責任	076
HSEの基本方針	077
安全管理	078
環境対応	080
地域社会貢献	082
公正な取引・人材開発	084



## 企業としての社会的責任

「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。



より詳しい活動内容は、サステナビリティレポート2012をご覧ください。  
▶ [inpex.co.jp/csr](http://inpex.co.jp/csr)

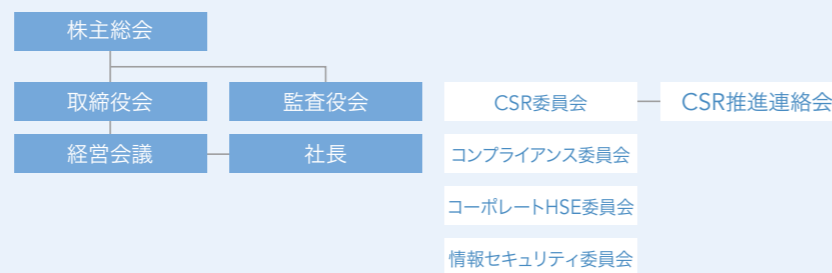
### CSR活動の強化について

CSR活動の強化について、2012年は主に以下の強化策を実施しました。

#### 1. CSR経営の推進～CSR委員会の設置

全社的・体系的なCSR活動を推進するため、2012年4月に代表取締役社長を委員長とするCSR委員会を設置しました。同委員会では、CSRに関するさまざまな取り組みの基本方針などを議論しています。また、同委員会の下部組織として、各本部の実務者レベルで構成するCSR推進連絡会を設置しており、経営トップと各職場の間をつなぎつつ、双方向で認識を共有しながらCSR活動を推進しています。

CSR活動の推進体制図



#### 2. CSR重点テーマの策定

当社グループとして今後重点的に取り組むべきCSR重点テーマについて、ISO26000が提唱する7つの中核主題<sup>※</sup>を参考に、社内の意見を収集・整理・分類しました。なかでも、当社とステークホルダーの両者にとって影響が大きく、また、当面強化が必要と思われる5つのテーマを決定しました。

CSRの重点テーマ

コンプライアンス	法令および社会規範の遵守(人権への配慮含む)
HSE活動	操業における安全管理と環境保全
社会貢献	地域との信頼醸成と貢献(教育含む)
温室効果ガス対策	気候変動問題への対応
人材育成	グローバル企業としての人材育成と活用

<sup>※</sup>ISO26000(組織の社会的責任を果たすための手引きとなる国際規格)にて提唱される7つの中核主題:「組織統治」「人権」「労働慣行」「環境」「公正な事業慣行」「消費者課題」「コミュニティへの参画およびコミュニティの発展」。

#### 3. 国連グローバル・コンパクトへの参加

当社は2011年12月に国連グローバル・コンパクトに参加しました。国連グローバル・コンパクトは、2000年に国連本部で発足した自発的なCSRに関する取り組みであり、参加する企業・団体は、人権、労働、環境、腐敗防止に関する4つの分野の10原則に賛同し、社会の良き一員として

行動しつつ、国際社会の持続可能な成長に寄与することを目指します。国連グローバル・コンパクトへの参加により、当社はグローバルに事業を展開する企業として、10原則に基づき事業活動を展開するとともに、取り組み内容についても積極的に社内外に周知していきます。



## HSEの基本方針

当社は、健康(Health)、安全(Safety)、環境(Environment)への取り組みを包括した「HSEマネジメントシステム」に基づき、HSE活動を行っています。

### HSEマネジメントシステム

#### HSEマネジメントシステムの概要と推進体制

HSEマネジメントシステムは、①環境安全方針、②HSEマネジメントシステム規則、③各種要領および指針群からなる文書、④HSE委員会からなる組織、⑤年度ごとに定めるHSE重点目標とHSEプログラムから構成されています。本社のHSEユニットと、組織横断的なHSE活動を推進するコーポレートHSE委員会、各オペレーション事業体(当社の本社組織およびオペレータープロジェクトを遂行する組織体)におけるHSE委員会にて同システムを推進しています。

#### HSE監査

HSEパフォーマンスの継続的な改善を目的に、コーポレート(本社など)と各オペレーション事業体それぞれがHSEマネジメントシステムとその運用、および関連するHSE活動を対象に、監査を実施しています。監査の重点項目を毎年設定しており、2012年3月期は「緊急時対応の有効性評価」を新たな重点項目として加え、イクシスLNGプロジェクト、アバディLNGプロジェクトなどを対象に監査を行いました。

#### HSE教育、およびHSEコミュニケーション

社内のHSE体制や従業員のHSEに対する意識を調査するため、2012年3月期に「HSE文化成熟度調査」を行いました。調査結果を踏まえ、2013年3月期の重点目標に「全社的なHSE力量のレベルアップ」「HSEコミュニケーション強化」を設定しています。HSE教育のプログラムも毎年実施しており、2012年3月期は本社で合計625名を対象に合計27項目357時間の教育を実施しました。2013年3月期は、若手エンジニアを対象に、専門分野の訓練も加え、より充実したHSEのOJT(On-the-Job Training)を実施する予定です。

また、経営層にHSE整備状況や実行上の課題を報告・意見交換する「HSE会議」、および、オペレーション事業体のHSE活動について実務者レベルで具体的な議論を深める「HSE実務者会議」も2009年3月期より毎年開催しています。これらにより、HSE意識向上や社内コミュニケーションの活性化を図っています。

#### 担当役員からのメッセージ



代表取締役副会長  
HSE担当  
相岡 雅俊

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、国内外の地域の皆さま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。



HSE会議



長岡鉱場でのOJT

HSEマネジメントシステム推進体制図



#### プロジェクトのHSE活動 ～イクシスLNGプロジェクトの事例

開発作業を進めているイクシスLNGプロジェクトでは、安全第一を最優先事項としてHSE活動に取り組んでいます。2009年の豪州モンタラ油田および2010年のメキシコ湾における原油流出事故を踏まえ、プロジェクトの各施設における環境計画書および事故対応計画書を作成しています。また、緊急時に豪州の他石油開発会社と共同で災害の拡大を防ぐ取り組みにも参加しており、事故などの緊急時対応に備えています。

# 安全管理

当社は、潜在的リスクの特定・評価を行い、必要な予防措置やリスクの最小化に努めています。また、HSEマネジメントシステムに基づき、安全操業への取り組みを徹底しています。

## リスクマネジメント

### 緊急事態を想定した事業継続計画 (BCP)

当社のBCP (Business Continuity Plan) は、①BCP基本方針、②本社重要業務の継続方法を定めた事業継続計画、③BCP体制への移行などを定めた地震対応マニュアルで構成されており、緊急事態に際しても本社機能を維持した上で、円滑な操業継続に備えています。

2011年6月には、東日本大震災を踏まえた既存BCPマニュアルの更新を行いました。このBCPマニュアルには、首都直下型地震を想定した内容を盛り込んでおり、地震発生時の初動対応からBCP体制

移行時までの対応を定めています。また、BCPでは新型インフルエンザへの対応も含めており、感染拡大により事業運営に支障をきたす恐れがある場合の対応マニュアルを全社員に配布しています。

### 気候変動リスクについて

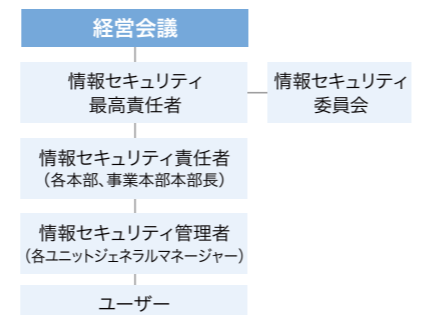
気候変動が当社にもたらすリスクには、異常気象による生産施設やパイプラインへの損傷、操業現場における水不足、水位上昇による操業への影響、温室効果ガス排出に関する規制などがあげられます。当社はプロジェクトを進める上で、各リスクを踏まえた対策を行っており、たとえば

イクシスLNGプロジェクトでは、大規模なサイクロンにも耐えられる洋上施設の設計、海面上昇を考慮した施設の配置をしているほか、アバディLNGプロジェクトでも、洋上施設設計におけるサイクロン対策を行っています。

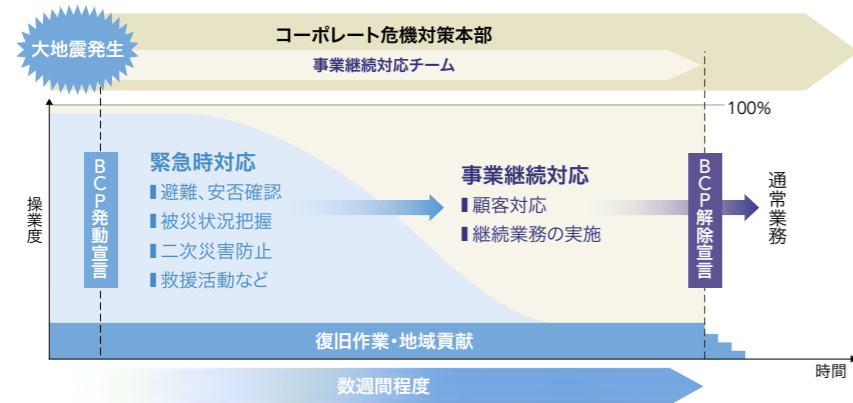
### 情報セキュリティの取り組み

当社は保有する情報に関する「情報セキュリティ基本方針」を定めており、社内に設置した情報セキュリティ委員会のもと、関連する諸規程の制定や管理体制の整備を行っています。機密情報を守るためのセキュリティ対策を講じるとともに、従業員へのセキュリティ教育を通じ意識の向上を図っています。

### 情報セキュリティ管理体制図



### 緊急時対応と事業継続対応の全体像

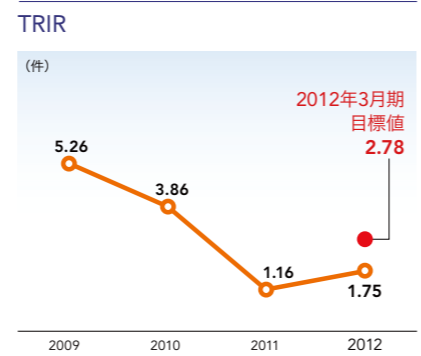
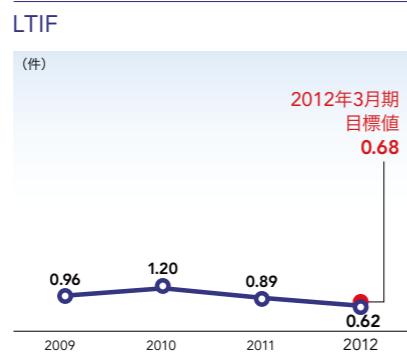


## 重大災害防止の取り組み

### 災害発生頻度の目標

各オペレーション事業体では、「ゼロ災害」を目標としたHSE活動を推進し、事故災害件数を削減するための安全活動を推進しています。

全社的には、災害発生頻度の目標指数を毎年掲げ災害件数の削減に向けた活動を行っています。2012年3月期は、災害発生頻度の目標値LTIF (百万労働時間当たりの死者数と休業災害の発生頻



度) 0.68に対し0.62、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) 2.78に対し1.75とそれぞれ目標を達成しました。

### 重大災害の防止策

重大災害の発生を防ぐため、各オペレーション事業体におけるハザード (危険の原因) の洗い出しからはじまるリスク評価や、リスク低減策の検討とその集約などの対策を行っています。さらに、プロジェクトのHSEへの取り組みを確認する「HSEレビュー」を定期的実施し、2012年3月期は種々のプロジェクトで合計8回行いました。また、最新の災害発生に関する数値やトピックスをまとめた情報紙「Safety Highlights」を毎月発行し、従業員へ災害防止に関する情報共有を図っています。

### コントラクターと一体となった事故防止策

HSEマネジメントシステムの「コントラクターHSE管理要領」に基づき、国内外のオペレーション事業体では、業務を発注する会社 (コントラクター) のHSE管理を進めています。たとえば、各コントラ

クターには、提案書にHSEの管理方法、過去の事故の実績などを記載してもらい、また、コントラクターの選定後は、工程会議や施工要領説明会、作業前ミーティングなどを通じて、HSEに関するコミュニケーションを強化しています。さらに、コントラクターのHSE管理の達成度は、HSE監査などを通じて確認しています。

### 災害発生時の対応

重大災害の発生などの緊急時には、本社コーポレート部門とオペレーション事業体が連携して対応にあたります。「緊急時対応要領」および「コーポレート危機対応マニュアル」に従い、定められた緊急事態レベルを超えた場合、本社内に「コーポレート危機対策本部」を設置し、操業国に設置される「オペレーション事業体緊急対策本部」と連携して医療措置をはじめとした緊急時対応を行います。

なお、事故災害が発生した際には、事故の概要・原因・再発防止策などからなる報告書が作成され、同報告書は他のオペレーション事業体に水平展開され、全社的な再発防止を図ります。



情報紙「Safety Highlights」



施工要領説明会



コーポレート危機対策本部における議論の様子

### プロジェクトの安全管理

#### ～イクシスLNGプロジェクトの事例

イクシスLNGプロジェクトでは、本社および豪州連邦政府の規制に沿ったHSEマネジメントシステムに基づいて、リスク管理基準や災害防止の目標を策定しています。

プラントなどの施設の建設作業にあたっては、安全を確保するため、現地事務所による内部監査などを実施しています。また、安全エンジニアを各施設の設計部署に配置し、安全管理面でのサポートを通じて、安全を十分に考慮した設計を行っています。

施設の詳細設計時には、重大な災害などのリスク管理や安全を確保するプロセスの一環としてセーフティケースを策定しています。また、早い段階から、各主要施設の設計が豪州の高い安全要求を満たしているかどうかの確認作業を政府当局と行っています。



イクシスLNGプロジェクトのHSEフォーラム



# 環境対応

当社は環境負荷の低減を進めるため、各プロジェクトで取り組みを進めています。

## 地球温暖化防止対策

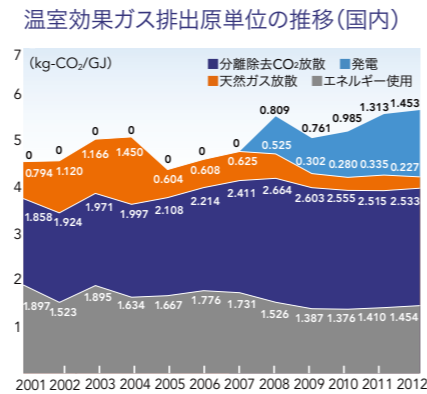
当社は、HSEマネジメントシステムを通じて地球温暖化防止に努めています。

当社の主な温室効果ガスの排出源は、①石油・天然ガス事業におけるエネルギーの使用、②天然ガスからの分離除去CO<sub>2</sub>の放散、③天然ガスの放散に由来するCO<sub>2</sub>、④発電事業におけるエネルギー使用に由来するCO<sub>2</sub>であり、各排出源への対応を行っています。たとえば、上記③(天然ガスの放散)については、操業上の理由から一時的に放散する少量の天然ガスを抑えるため、各事業場に装置を順次導入しています。

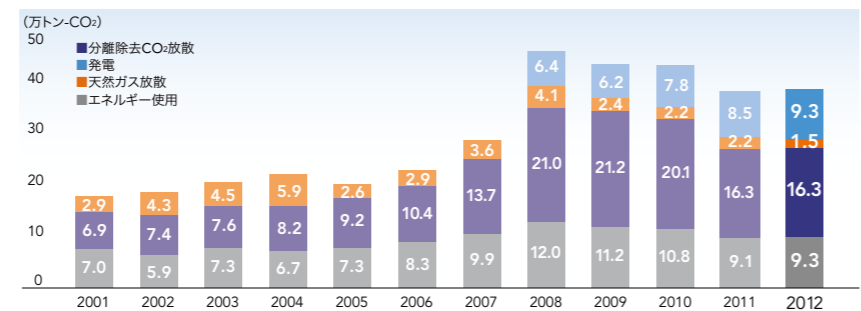
国内事業では、改正省エネ法(エネルギーの使用の合理化に関する法律)および、温対法(地球温暖化対策の推進に関する法律)に基づき、温室効果ガスの排出量を管理しています。2012年3月期の国内事業の温室効果ガス排出量は前期比5%

の増加となりましたが、これは、2012年3月期にLNG受入基地の建設工事が本格化しピークを迎えたこと、また、電力不足を背景とした発電量の増加により事業活動全体の排出総量が増加したことなどによりです。

また、海外プロジェクトの本格稼働を見据え、2011年に国内外の温室効果ガスの排出量管理に関するワーキンググループを立ち上げました。



### 温室効果ガス排出量の推移(国内)



## 生物多様性保全～プロジェクトの事例

### 直江津LNG受入基地建設

直江津LNG受入基地では、法令に基づき敷地面積の25%の緑化を予定しています。地元で生育する樹木の植栽を基本とし、気象条件や立地を考慮して育成管理を行っています。また、生態系への配慮から、LNGの気化に使用した海水を排水する際、海水との温度差をマイナス4℃以内に保つよう計画しています。



敷地の緑化活動

### イクシスLNGプロジェクト

イクシスLNGプロジェクトでは、生態系に配慮した開発計画を策定し開発作業を行っています。ダーウィン湾における浚渫作業では、同湾に生息するイルカやジュゴンなどへの影響を考慮し、海底岩盤の除去時に水中発破の代わりに特殊なカタールによる作業を採用しています。



ダーウィン港のイルカ

### アブダビプロジェクト

白化が進むアラビア湾のサンゴ礁の再生について、アブダビ環境庁から協力要請を受け、2010年3月から2年間、アラビア湾アブダビ海域におけるサンゴ礁再生調査を共同で実施しました。現在、サンゴの産卵時期などの調査結果をもとに、次段階の活動を検討しています。



サンゴ礁再生調査

## 環境負荷の低減

### 大気汚染の防止

国内外を含めたオペレーション事業体では、SO<sub>x</sub>、NO<sub>x</sub>、VOC(揮発性有機化合物)の大気への排出量を把握し、これらの削減に努めています。当社の事業活動で排出するVOCは、原油や天然ガスなどの化石燃料に含まれるBTX(ベンゼン・トルエン・キシレン)やノルマルヘキサンなどの物質で、主に天然ガスの放散、原油貯蔵タンクからのロス、ローリー車への積み出し時やタンカー出荷時のロスなどにより発生します。2012年3月期のVOC排出量は、当社瀧城製油所における貯蔵タンクのロス削減、新潟関原プラントにおけるVOC除去装置導入などの設備改善により、前期比で約21%減少しています。

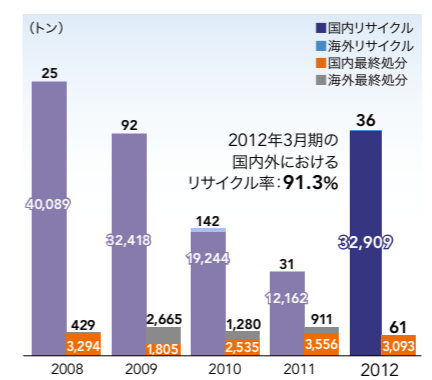
### 水質汚濁の防止

各オペレーション事業体では、各国の環境法令を遵守して排水を管理しています。生産した原油や天然ガスに含まれる地層水は、生産設備において分離回収しますが、その際、分離回収した地層水に残留する油分などの処理が必要になります。各生産設備では、それらの排水を各国の排出基準値以下の濃度まで処理した上で河川などへ放流しています。

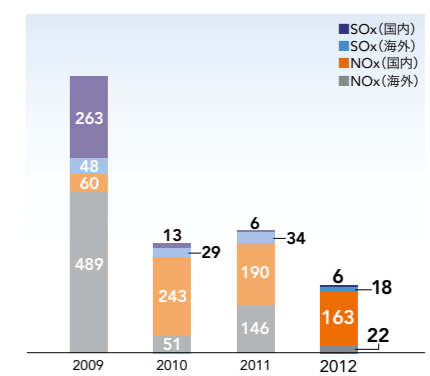
### 廃棄物の管理

当事業における産業廃棄物は、石油・天然ガスの掘削・生産に伴い排出される掘削・廃泥水と、建設中のLNG受入基地から発生する建設系廃棄物が大半を占めます。国内事業では、産業廃棄物の処理を外部委託しその90%以上がリサイクルされ、また、坑井の掘削等に伴う泥水は廃泥処理装置で浄化しリサイクル水として再利用しています。2012年3月期はLNG受入基地の建設や天然ガスパイプラインの増設に伴い、建設系廃棄物が増加しましたが、うち9割以上をリサイクルしました。

### 産業廃棄物発生量の推移



### NO<sub>x</sub>・SO<sub>x</sub>排出量の推移



### VOC排出量の推移



### 環境負荷低減に資する技術開発

国内GTL(Gas-to-Liquid)技術の実用化に向けた取り組み	アブダビ沖での「CO <sub>2</sub> EOR共同研究」
光触媒反応を利用したCO <sub>2</sub> 排出の低減	CO <sub>2</sub> 回収・貯留(CCS)研究の推進
メタン生成技術による炭素の持続的な循環を目指した研究	

## 気候変動への対応

### 気候変動への対応

当社は、化石燃料のなかで環境負荷の少ない天然ガスの開発・供給に力を入れる一方で、再生可能エネルギーをはじめとする多様なエネルギーの開発に取り組んでいます。また、温室効果ガスのオフセットの取り組みも併せて推進しています。

### 豪州の植林プロジェクト

当社は、CO<sub>2</sub>のオフセット策として、豪州にて試験植林プロジェクトを実施しています。2008年より西豪州南西部の土地645haにユーカリを140万本植樹しています。これらのユーカリは今後50年間で約45万トンのCO<sub>2</sub>を吸収する見込みです。このプロジェクトは、当社のイクシスLNGプロジェクトから排出されるCO<sub>2</sub>と相殺できる豪州政府のプログラムの対象となっています。



豪州の植林地で生育したユーカリの木

## 地域社会貢献

石油・天然ガス開発事業を行うにあたり、当社は地域社会と共存するための地域貢献策を積極的に実施しています。

### 国内の主な社会貢献活動

#### 東日本大震災の被災地などにおける復興活動

当社は、2011年6月より東日本大震災被災地などの復興に向けたボランティア活動を行っています。岩手県陸前高田市を中心に取り組んだボランティア活動では、瓦礫の撤去、草刈り、清掃活動などを行いました。また、新潟県を中心に、除雪作業や集中豪雨による水害への支援活動も行いました。これらのボランティア活動には、2012年5月までに延べ41回445名の当社社員が参加しています。

#### 地域社会への貢献活動

##### ■森づくりサポート事業

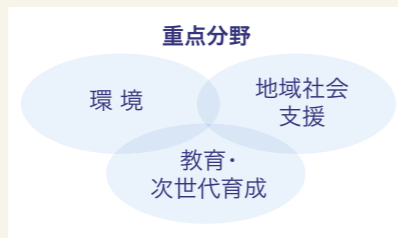
2010年秋より当社は、新潟県が進める「森づくりサポート事業」に参加し、南長岡ガス田上付近の土地約0.8haにおいて、その地に適した樹木を育てる活動を行っています。2011年秋までに計3回開催したこの活動には、従業員とその家族、地域住民の方々など合計約250名が参加しています。2012年3月期の活動では、雪で倒れた苗の補助作業、広葉樹や栗・柿などの実のなる樹を中心に13種類、合計260本の植栽も行いました。

##### ■地域イベントへの参加・協力

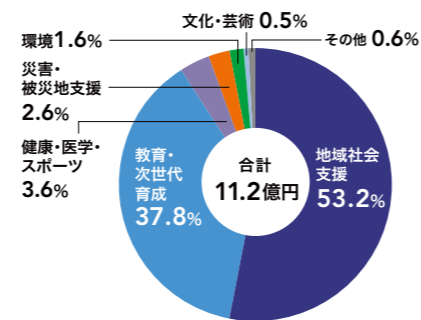
当社は、国内の各操業地域で、さまざまな地域イベントへ積極的に参加・協力しています。新潟県長岡市では長岡まつり大花火大会への協賛、また、新潟県柏崎市では駅伝大会のサポート、ぎおん柏崎まつりへの協賛を行っています。当社は、このような地域イベントへの参加・協力を通じて、地域の方々の当社への理解促進を進めています。

#### 「地域との信頼醸成と貢献」の基本方針

当社グループは、グローバルなエネルギー供給企業として社会の要請と信頼に応えるべく、ステークホルダーとの対話を通じ、社会的課題の解決や地域社会の発展に資する社会貢献活動を積極的に推進し、持続可能な社会の実現に貢献します。



2012年3月期 分野別社会貢献活動費



#### 新潟県

##### 森づくりサポート事業

樹林を育てる活動に、従業員とその家族、地域住民の方々など合計約250名が参加しています。



##### 除雪ボランティア

新潟県内豪雪を受け、柏崎市、長岡市にて除雪ボランティアを行いました。



#### 岩手県

##### 東日本大震災復興支援ボランティア

岩手県陸前高田市を中心に取り組んだボランティア活動では、瓦礫の撤去、草刈り、清掃活動などを行いました。



## 海外の主な社会貢献活動

当社は、世界各国の操業地域の発展に向け、オペレーター事業を中心に、貢献活動を推進しています。

#### コンゴ民主共和国 電化事業の支援

2011年にムアンダ市内の施設にガス設備を設置し、近隣の発電所からケーブルを引き電気を通しました。



#### アゼルバイジャン、グルジア マイクロファイナンスへの協賛

BTCパイプラインプロジェクトでは、欧州復興開発銀行（EBRD）を通じてアゼルバイジャン、グルジアの両国にマイクロファイナンスおよび技術開発への支援を行っています。



#### インドネシア 教育環境の整備を支援

2011年にマハカム操業地域の高等学校にて、コンピュータおよび語学演習室の整備、また、教育水準の向上を目的に、教員を対象とした英語訓練や各種能力開発プログラム等を実施しました。



#### ベネズエラ 港湾での浚渫作業

探鉱プロジェクト近隣の主要な漁港であるササリダ港で浚渫作業を行い、堆積していた砂を取り除き、漁船の出入りを可能にしました。



浚渫前

浚渫後

#### アラブ首長国連邦

##### UAE学生を国内の研修に招待

1993年より石油開発技術を学ぶUAEの大学生の研修を実施しています。20回目となる2013年3月期には、UAEの要望に応え、はじめて全員女性の参加者を受け入れました。



#### 東チモール

##### ヘリポートの整備

バユ・ウンダンププロジェクトでは、東チモール政府とともに首都ディリにおいてヘリポート建設のためのインフラ事業に携わっています。



#### 豪州

##### 石油・天然ガス研究センターの設立を支援

イクシスLNGプロジェクトでは、チャールズ・ダーウィン大学における豪州北部石油・天然ガス研究センターを設立するため3百万豪州ドルを出資しました。同センターでは、最先端の石油・天然ガスの教育ならびに職業訓練を提供し、北部準州において成長するエネルギー産業を担う人材の育成に貢献します。



##### 地元フットボール・クラブチームへの協賛

チームメンバーの7割が先住民プレーヤーのオーストラリアン・フットボール・クラブチーム「NT Thunder」（北部準州）に協賛しており、地域の教育・次世代育成に寄与しています。



▶ 各貢献活動の詳細は、当社のウェブサイトを参照ください。 [inpex.co.jp/csr](http://inpex.co.jp/csr)

## 公正な取引・人材開発

会社の継続的な発展に資する人事制度の構築、およびビジネスパートナーとの公正かつ公平な取引を進めています。

### 公正な取引

#### ビジネスパートナーとの公正取引

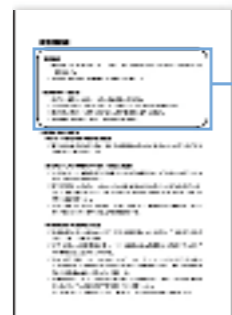
当社は、取引先からの透明、公正かつ公平な調達活動に努めています。調達にあたっては、「調達倫理指針」などを制定し、運用の周知徹底を図っています。

また、当社の海外プロジェクトでは、各国の法令を遵守し、特に腐敗防止の取り組みに対して厳しく確認した上で、公正で透明性のある資材の調達に努めています。たとえば、イクスLNGプロジェクトでは、豪州連邦政府および北部準州政府との間で産業参画計画書に合意しプロジェクトの入札や調達に際し、豪州企業に公正、公平かつ十分な機会を提供することを誓約しています。

なお、大型の海外プロジェクトにおける資材調達に際してCSRの観点から考慮した人権の尊重も強化していきます。当社の事業は児童労働や強制労働は起きにくい

環境であるものの、今後も当社企業行動憲章や国連グローバル・コンパクトの10原則に則り、プロジェクト実施地域における人権の尊重をさらに強化していきます。

#### 調達倫理指針



##### I 適用範囲

- (1) 調達活動とは、購買(資材の購入、役務、工事)、使用(資材のレンタル・リース)などの契約に関する活動をいう。
- (2) 本指針は資材部門の契約に従事する者に適用する。

##### II 調達活動の基本姿勢

- (1) 透明性を確保し、公正かつ公平な調達活動を実現する。
- (2) 当社と取引先とは、対等な立場で、相互信頼に基づく共存共栄の関係を目指す。
- (3) 調達活動に関連する法律および当社企業行動憲章を遵守・実践する。
- (4) 資源保護、環境保全に配慮し、調達活動を実践する。

### 人材開発

#### 人材育成と活用

人材の育成に関しては、各職種に対して求める人材像・期待役割・発揮すべき能力に基づいた研修を段階的に実施しています。またグローバルな事業に対応するため、海外語学研修、海外事務所研修、海外の専門研修機関への派遣など、さまざまな機会を提供し、早期にグローバルに活躍できる人材の育成を図っています。

#### ダイバーシティマネジメント

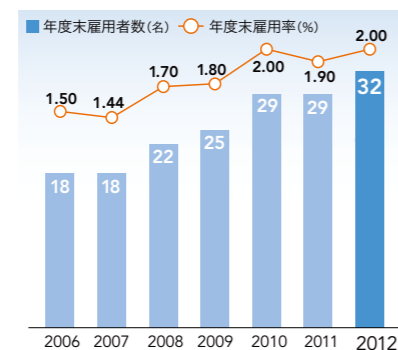
当社は、考え方、文化、国籍、信条、人種、性別、年齢などによる差別なく有能な従業員を採用し、適材適所に配置・処遇しています。事業を推進していくために必要な人材は、国籍を問わず自社で採用・育成しており、専門性の高い外国籍従業員も活躍しています。さらに、海外での大型プロジェクトの本格的な開発・生産を見据え、中心となる現地従業員を当社海外事務所が直接雇用しています。また、競争力のある就労条件の維持や公正な処遇

などを通じ、現地従業員の勤労意欲を高く維持することで定着率を高めています。

#### 障がい者雇用を推進

業務内容や職場環境などを考慮しながら、障がい者の雇用を積極的に進めています。2012年3月末現在の障がい者雇用数は32名で雇用率は2.0%ですが、今後も一人でも多くの障がい者の方に働いてもらえるよう努力していきます。

#### 障がい者雇用率の推移



従業員数(グループ) 2012年3月31日現在 (名)

区分	男性		女性		臨時雇用者	合計
	うち管理職人数	うち管理職人数	うち管理職人数	うち管理職人数		
日本	1,361	467	193	5	315	1,554
アジア・オセアニア	301	128	130	6	429	431
ユーラシア	7	5	2	0	3	9
中東・アフリカ	41	16	6	0	15	47
北中米	8	4	2	0	4	10
南米	70	11	25	1	22	95
従業員数	1,788	631	358	12	788	2,146

※契約社員、嘱託、派遣社員など

#### 2012年3月期離職率(単体)

0.77% ※定年退職者を除く退職者をもとに算出

## コーポレート・ガバナンス

コーポレート・ガバナンス	086
経営体制について	086
コンプライアンス・情報開示体制について	090
取締役、監査役および執行役員	092

## コーポレート・ガバナンス

株主をはじめとするステークホルダーへは社会全般から信頼される企業であり続けるため、また、グローバルな企業として責任ある経営を行うために、コーポレート・ガバナンスの持続的強化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、2012年6月末現在の状況)

### コーポレート・ガバナンスの強化策(2012年)

2012年にコーポレート・ガバナンスの強化策を以下の通り実施・検討することを決定しました。

#### 1. 取締役および執行役員の任期短縮(2年から1年へ)

グローバルな経営環境の変化への即応性を高めるとともに、経営責任をより明確化し、コーポレート・ガバナンスを一層強化する観点から、取締役の任期を現行の2年から1年に短縮しました。取締役の任期短縮にあわせて、執行役員の任期も現行の2年から1年に短縮しました。

#### 2. 社外取締役の追加選任(4名から5名へ)

新たに社外取締役を選任し、現在の4名から5名に増員しました。

#### 3. 経営諮問委員会(仮称)の設置

経営上の重要課題について、国内外の有識者より多面的かつ客観的な提言を得ることで当社の企業価値の向上およびコーポレート・ガバナンスの向上につなげることを目的に、年内を目途に取締役会の諮問機関として経営諮問委員会(仮称)を設置します。

#### 4. 自社株式購入ガイドラインの制定

取締役(社外取締役を除く)および執行役員が継続的に中長期的な企業価値の向上に努めることを促す観点から、自社株式取得に関するガイドラインを制定し、本年7月から適用しています。在任期間中、このガイドラインに基づき、毎月、月額報酬のなかから一定額を拠出して自社株式を購入することとし、取得した株式および

所有している株式は退任時まで保有することとしています。

#### コーポレート・ガバナンス強化の変遷

2006年	■コンプライアンス委員会の設置
2007年	■情報セキュリティ委員会の設置
2008年	■コーポレートHSE委員会の設置 ■執行役員制度の導入
2009年	■監査役サポート体制の強化(補助職2名(うち1名は管理職)を兼務任命)
2012年	■CSR委員会の設置 ■取締役および執行役員の任期短縮(2年から1年へ) ■社外取締役の追加選任(4名から5名へ) ■自社株式購入ガイドラインの制定 ■社外取締役・監査役の計9名を東証の定める独立役員として届出

## 経営体制について

### 当社の経営体制

#### [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16名で構成され、うち5名は社外取締役です。取締役会は、毎月1回および、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。また、グローバルな経営環境の変化に素早く対応し、経営責任をより明確化する観点から取締役の任期を1年としています。

社外取締役には、当社と同一分野の事業を行う企業の役員などを兼務する者もいることから、当社取締役が会社法上の競業避止義務、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。

#### 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(2012年3月末現在)... 41.0%
- 取締役 定款上の員数..... 16名以下  
人数(うち社外取締役)... 16名(5名)  
任期..... 1年
- 監査役 定款上の員数..... 5名以下  
人数(うち社外監査役)... 5名(4名)  
任期..... 4年
- 独立役員の数 ..... 9名  
(社外取締役5名、社外監査役4名)
- 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

#### [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、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。なお、執行役員の任期も、取締役と同様に1年としています。

#### [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6回および随時会合を持ち、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議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。

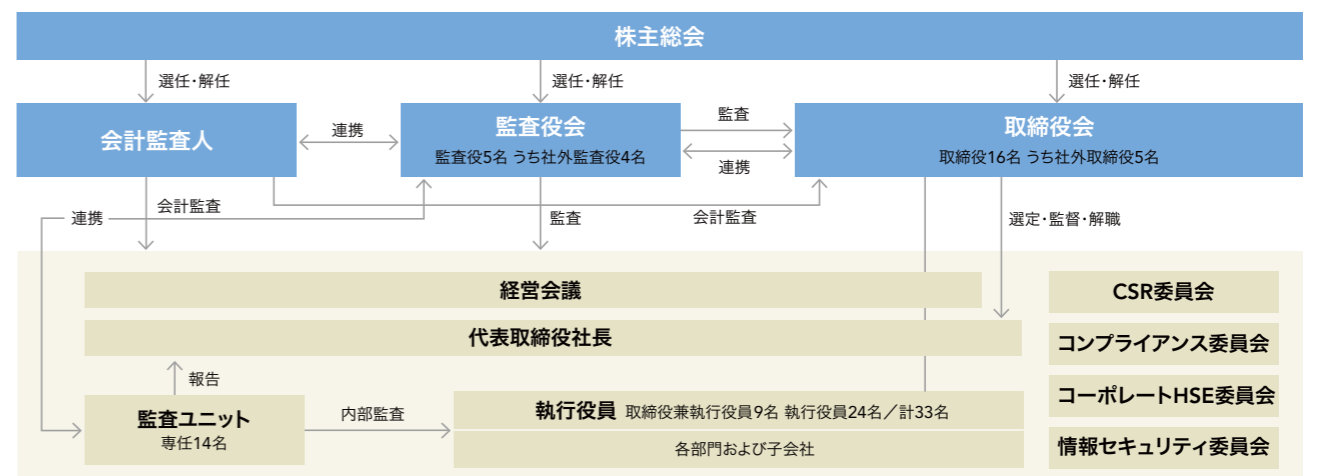
#### [4] 会計監査および監査報酬

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(2012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、梅村 一彦、高橋 聡
会計監査業務に係る補助者の構成	公認会計士:15名、その他:31名
監査証明業務に基づく報酬	202百万円(当社:130百万円、連結子会社:72百万円)
非監査業務に基づく報酬	29百万円(当社:18百万円、連結子会社:11百万円)

#### 当社のコーポレート・ガバナンス体制図



### 社外役員の選任理由および独立性

#### [1] 社外取締役

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5名(▶参照:P.88、P.94)は、資源・エネルギー業界や財務・

法務等の分野において、または経営者として長年の経験と幅広い見識を有しています。一方、社外取締役のうち4名は当社株主であり当社と同一分野の事業を行う企業の役員等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、会社法上の競業避止義務、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。

[2] 社外監査役

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。

当社の社外監査役(▶参照:右表、P.94)は、監査役全5名のうち4名を占めており、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2名は当社と同一分野の事業を行い、うち1名は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。

当社の社外取締役(5名)、および社外監査役(4名)は、東京証券取引所が定める独立性の基準\*を満たしており、全員を独立役員として届け出しています。

\*有価証券上場規程施行規則第211条第4項第5号、同第226条第4項第5号に掲げる要件のいずれにも該当せず、一般株主と利益相反が生じるおそれがないことを確認しています。

役員報酬

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。

2012年3月期における取締役および監査役の報酬等の額は右表の通りです。なお、2012年7月より、自社株式購入に関するガイドラインを制定・適用し、取締役(社外取締役を除く)および執行役員が継続的に中長期的な企業価値向上に努めることを促す観点から、毎月、月額報酬の中から一定額を拠出して自社株式を購入し、取得および所有している株式は退任時まで保有することとしています。

社外取締役・社外監査役の兼職状況、選任理由等

	氏名	独立役員*	重要な兼職の状況	選任理由	取締役会・監査役会への出席状況
社外取締役	若杉 和夫	✓	株主である石油資源開発(株)の相談役	経営者としての豊富な経験と幅広い見識を当社経営に活かしていたため。	取締役会17回中17回
	香川 幸之	✓	株主である三井石油開発(株)の特別顧問	経営者としての豊富な経験と幅広い見識を当社経営に活かしていたため。	取締役会17回中14回
	加藤 晴二	✓	株主である三菱商事(株)の顧問	資源・エネルギー業界における豊富な経験と幅広い見識を当社経営に活かしていたため。	取締役会17回中17回
	外池 康太郎	✓	株主であるJXホールディングス(株)の取締役常務執行役員	資源・エネルギー業界における豊富な経験と幅広い見識を当社経営に活かしていたため。	(新任)
	岡田 康彦	✓	弁護士法人北浜法律事務所代表社員	労働金庫連合会理事長としての金融機関の運営経験に加え、財務等の分野における豊富な経験と幅広い見識および弁護士としての専門知識や経験を有しているため。	(新任)
社外監査役	戸恒 東人	✓	—	財務等の分野における豊富な知見と経験を有しているため。	取締役会17回中16回 監査役会14回中14回
	角谷 講治	✓	—	金融等に関する知見を当社の監査業務に活かしていたため。	取締役会17回中17回 監査役会14回中14回
	佐藤 弘	✓	株主である石油資源開発(株)の代表取締役副社長執行役員	資源・エネルギー業界における豊富な経験と財務および会計等に関する知見を当社の監査業務に活かしていたため。	取締役会17回中15回 監査役会14回中13回
	船井 勝	✓	丸紅(株)の特別顧問	資源・エネルギー業界における豊富な経験と財務および会計等に関する知見を当社の監査業務に活かしていたため。	取締役会17回中17回 監査役会14回中14回

\*東京証券取引所より上場会社に対する独立役員の確保が義務づけられていますが、当社では社外取締役および社外監査役の全員について、独立役員として届け出しています。

取締役および監査役の報酬等(2012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)		対象となる役員の員数(名)
		基本報酬	賞与	
取締役(社外取締役を除く)	512	414	98	12
監査役(社外監査役を除く)	27	25	2	2
社外役員	74	65	9	7

(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、2012年3月期に係る役員賞与引当金の繰入額が含まれています。  
4. 対象となる役員の員数には、2011年6月28日開催の第5回定時株主総会終結の時をもって辞任により退任した取締役1名および任期満了により退任した監査役1名が含まれています。  
5. 2012年3月末現在の取締役15名中1名に対しては報酬等を支払っていません。

内部統制システム

当社は、会社業務の適性を確保するため、内部統制システムを整備しています。同システムの概要は以下の通りです。

取締役および使用人の法令遵守

- 当社は、取締役および使用人の法令遵守を確保するため、企業行動憲章を策定し、この遵守と徹底を図るための体制を構築する
- コンプライアンス担当役員に代表取締役を選任し、同担当役員を委員長とするコンプライアンス委員会を設置する
- 社内のコンプライアンス担当部署および社外専門家(弁護士)を窓口とした内部通報制度を整備する
- コンプライアンス体制および関連社内規程を実効あらしめるため、社長直属の内部監査組織(監査ユニット)による監査を通じ、検証・評価・適宜改善を実施する
- 財務報告の正確性と信頼性を確保するために必要な体制を整備・運用し、有効性の評価を実施する

取締役の職務の執行に係る情報の保存および管理

- 取締役は、所管する職務の執行に係る情報を法令、定款、社内規程等に則り、情報セキュリティ体制を整備し、適切に保存、管理する

損失の危険の管理に関する規程その他の体制

- 企業活動に関連するさまざまなリスクに対処するため、取締役は、各担当部署と緊密な連携を図りつつ、リスクを特定・分析・評価する
- グループ経営管理規程に基づき、当社グループ全体のリスク管理を行う
- 日常業務に関わるリスク管理の運営状況等について、監査ユニット、担当部署あるいは外部専門家による監査を通じ、検証・評価・見直しを行う

取締役の職務の執行の効率性

- 取締役の職務の執行が効率的に行われる体制を確保するため、重要事項の決定は経営会議を毎週ないし適宜開催し、迅速・適切に業務執行を行う
- 日常の職務遂行は、業務分掌規則、職務権限規程等に基づく権限委譲が行われ各レベルの責任者が迅速に業務を遂行する

企業集団における業務の適正性

- 子会社等の中でグループ経営管理契約を締結し、各社の重要事項は当社に報告を求め、または当社が承認する
- 子会社のリスク管理、コンプライアンス管理、内部監査もグループ経営管理規程に基づき連携を取り進める

監査役の職務を補助する使用人

- 監査役の職務を補助すべき者として、当社の使用人から2名を兼務任命する
- 監査役職務補助者は、監査役の指示に従いその職務を行う

監査役を補助する使用人の独立性

- 監査役職務補助者の人事異動は、監査役と協議する

監査役への報告

- 取締役および使用人は、監査役に対して、法令に定める事項や当社に重大な影響を及ぼす事項等について報告・情報提供を行う
- 監査役は、取締役会等の重要な社内会議に出席するとともに、稟議書等の回付を受けて常に業務上の情報を入手できるようにする

監査役の実効性の確保

- 監査役の監査の実施にあたり、弁護士、公認会計士、税理士等の外部専門家と緊密に連携が取れるようにする
- 監査役は監査ユニットとも連携し、定期的に報告を受けるなど、監査の実効性の向上を図る

甲種類株式について

当社は定款の定めにより、経済産業大臣に対して、経営上の一定の重要事項の決定に影響をもつ甲種類株式を発行しています。甲種類株式は株主総会における議決権を有していませんが、経営上の一定の重要事項について拒否権を行使することがあります。当社としては、経済産業大臣による甲種類株式の保有は、当社に対する経営支配や投機目的によ

る敵対的買収等の危険を防止する手段として有効なものと考えられるとともに、ナショナル・フラッグ・カンパニーとして我が国向けエネルギーの安定供給の効率的実現の一翼を担うことが期待され、対外的な交渉、信用面で積極的な効果が期待できると考えています。▶参照:事業等のリスク「8. 甲種類株式について」、P.136-137

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: 38,335名/3,655,809株  
甲種類株式: 1名(経済産業大臣)/1株

# コンプライアンス・情報開示体制について

## コンプライアンス

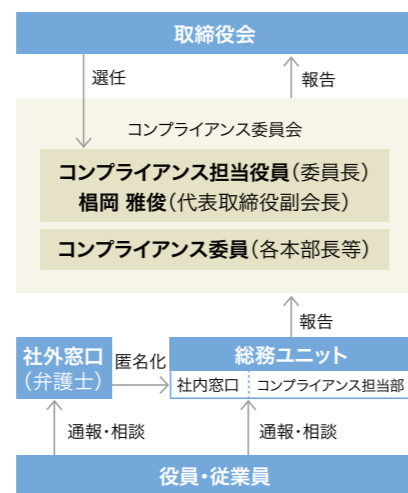
コンプライアンスへの一貫した取り組みを当社全体として推進するため、代表取締役副会長を委員長（コンプライアンス担当役員）とするコンプライアンス委員会を設置しています。同委員会は、監査役や監査役会、会計監査人、内部監査部門である監査ユニットと連携し、コンプライアンスに関する施策の立案・実施、実施状況のモニタリング、コンプライアンス意識の啓発、違反についての報告受付と調査違反に対する中止勧告などの対応や再発防止策の策定などを行っています。

また、当社は、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、2010年12月に社内イントラネット上にコンプライアンス専門のホームページを開設するとともに、同月より毎月、社内従業員向けに情報紙「コンプライアンス通信」を発行し、コンプライアンス情報提供の充実を図っています。また、コンプライアンスの意識をさらに向上させるた

め、2011年12月から今年3月にかけて階層別（ミドルマネジメント、一般社員向け）にコンプライアンス研修を実施しました。ミドルマネジメントにはeラーニングを、一般社員向けには、国内外の全事業所を対象にヘルプラインの社外窓口の担当弁護士を講師として、身近なコンプライアンスをテーマに集合研修を実施しました。2013年3月期も引き続きコンプライアンス活動の職場へのより一層の浸透を図るべく、職場単位でのコンプライアンス推進担当者制度を導入するとともに、海外での贈収賄防止に関する対応など、グローバルなコンプライアンス体制をさらに強化していきます。

### 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



情報紙「コンプライアンス通信」



コンプライアンス研修(柏崎)

## 情報開示体制

### 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	2012年6月26日に開催した第6回定時株主総会では、開催の3週間以上前の同年6月4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	当社ホームページおよびTDnet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)。株主総会当日、議場における開会前の映像資料の上映、スライドを用いた事業説明を行っています。



第6回定時株主総会(2012年6月26日開催)

### 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
個人投資家向けに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。2012年3月期は、全国10都市で延べ12回の説明会を開催し、合計950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・機関投資家向けに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ごとに開催しています。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、2012年1月には、アナリスト・機関投資家向けにイクシスLNGプロジェクトに関する事業説明会を開催しました。	あり
IRミーティング	2012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・機関投資家などのIRミーティングを400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://inpx.co.jp/ir">inpx.co.jp/ir</a>	あり



アナリスト・投資家向け説明会(イクシス事業説明会 2012年1月)



個人投資家向けIR説明会(2011年8月)



個人投資家向けIRフェア(2011年8月)

### 3. 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詳細については、当社ウェブサイト(▶ [inpx.co.jp/ir/policy](http://inpx.co.jp/ir/policy))をご参照ください。

### IRカレンダー



### 4. IR活動の体制

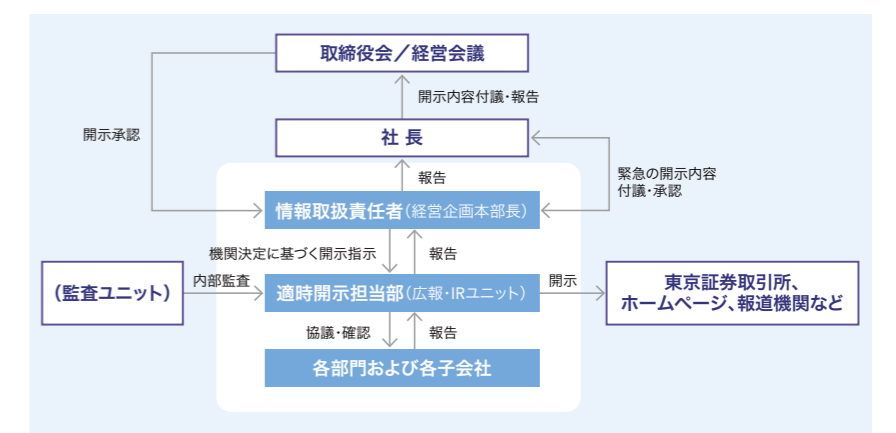
代表取締役、担当役員およびIRグループの選任スタッフ6名が国内外の株主や投資家の皆さまへ積極的なIR活動を行っています。

IR情報に関するご質問はIRグループまでお問い合わせください。

**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 [inpx.co.jp/ir/](http://inpx.co.jp/ir/)
- ▶ インターネットを経由したお問い合わせ、資料請求 [inpx.co.jp/ir/inquiries](http://inpx.co.jp/ir/inquiries)

### 適時開示に係る社内体制図



# 取締役、監査役および執行役員 (2012年6月27日現在)



**黒田 直樹**  
代表取締役会長

昭和38年4月 通商産業省(現経済産業省)入省  
平成4年6月 資源エネルギー庁長官  
平成5年8月 (株)東京銀行(現(株)三菱東京UFJ銀行)顧問/  
三井海上火災保険(株)  
(現三井住友海上火災保険(株))顧問  
平成7年8月 住友商事(株)顧問  
平成8年6月 住友商事(株)代表取締役  
平成11年6月 インドネシア石油(株)(国際石油開発(株))非常勤取締役  
平成13年4月 住友商事(株)代表取締役副社長  
平成16年8月 同社 特別顧問  
平成16年9月 国際石油開発(株)代表取締役副社長  
平成17年6月 同社 代表取締役社長  
平成18年4月 国際石油開発帝石ホールディングス(株)(現当社)  
代表取締役社長  
平成22年6月 同社 代表取締役会長(現)



**梶岡 雅俊**  
代表取締役副会長

昭和43年4月 帝国石油(株)入社  
平成6年4月 同社 技術部長  
平成7年3月 同社 理事  
平成8年3月 同社 取締役  
平成11年3月 同社 常務取締役  
平成14年3月 同社 専務取締役  
平成17年3月 同社 代表取締役社長  
平成18年4月 国際石油開発帝石ホールディングス(株)  
(現当社)代表取締役  
平成20年10月 同社 代表取締役 技術統括  
環境保安およびコンプライアンス担当  
平成22年6月 同社 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(現)



**北村 俊昭**  
代表取締役社長

昭和47年4月 通商産業省(現経済産業省)入省  
平成14年7月 貿易経済協力局長  
平成15年7月 製造産業局長  
平成16年6月 通商政策局長  
平成18年7月 経済産業審議官  
平成19年11月 東京海上日動火災保険(株)顧問  
平成20年4月 早稲田大学大学院客員教授  
平成21年8月 同社 副社長執行役員  
平成22年6月 同社 代表取締役社長(現)



**由井 誠二**  
取締役 専務執行役員



**佐野 正治**  
取締役 専務執行役員



**菅谷 俊一郎**  
取締役 常務執行役員



**村山 昌博**  
取締役 常務執行役員



**伊藤 成也**  
取締役 常務執行役員



**田中 渡**  
取締役 常務執行役員



**池田 隆彦**  
取締役 常務執行役員



**倉澤 由和**  
取締役 常務執行役員

## 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	(1)
取締役	由井 誠二	Seiji Yui	(1)
取締役	佐野 正治	Masaharu Sano	(1)
取締役	菅谷 俊一郎	Shunichiro Sugaya	(1)
取締役	村山 昌博	Masahiro Murayama	(1)
取締役	伊藤 成也	Seiya Ito	(1)
取締役	田中 渡	Wataru Tanaka	(1)
取締役	池田 隆彦	Takahiko Ikeda	(1)
取締役	倉澤 由和*	Yoshikazu Kurasawa	(1)

取締役(社外)	若杉 和夫	Kazu Wakasugi	(2)(4)
取締役(社外)	香川 幸之	Yoshiyuki Kagawa	(2)(4)
取締役(社外)	加藤 晴二	Seiji Kato	(2)(4)
取締役(社外)	外池 康太郎*	Rentaro Tonoike	(2)(4)
取締役(社外)	岡田 康彦*	Yasuhiko Okada	(2)(4)
常勤監査役	高井 義嗣	Yoshitsugu Takai	
常勤監査役(社外)	戸恒 東人	Haruhito Totsume	(3)(4)
常勤監査役(社外)	角谷 講治	Koji Sumiya	(3)(4)
監査役(社外)	佐藤 弘	Hiroshi Sato	(3)(4)
監査役(社外)	船井 勝	Masaru Funai	(3)(4)

## 執行役員

社長	北村 俊昭	Toshiaki Kitamura	
専務執行役員	由井 誠二	Seiji Yui	経営企画本部長
専務執行役員	佐野 正治	Masaharu Sano	技術本部長
常務執行役員	菅谷 俊一郎	Shunichiro Sugaya	マセラ事業本部長
常務執行役員	村山 昌博	Masahiro Murayama	財務・経理本部長
常務執行役員	伊藤 成也	Seiya Ito	イクシス事業本部長
常務執行役員	田中 渡	Wataru Tanaka	総務本部長
常務執行役員	池田 隆彦	Takahiko Ikeda	国内事業本部長
常務執行役員	倉澤 由和	Yoshikazu Kurasawa	新規プロジェクト開発本部長
常務執行役員	谷川 定文	Sadafumi Tanigawa	営業第1本部長
常務執行役員	田村 嘉三郎	Kasaburo Tamura	営業第2本部長
常務執行役員	坂本 明範	Akinori Sakamoto	パイプライン建設本部長、LNG受入基地建設本部長
常務執行役員	山本 一雄	Kazuo Yamamoto	資材・情報システム本部長
常務執行役員	宮本 修平	Shuhei Miyamoto	アメリカ・アフリカ事業本部長
常務執行役員	川野 憲二	Kenji Kawano	アジア・オセアニア・大陸棚事業本部長
常務執行役員	金原 靖久	Yasuhisa Kanehara	ユーラシア・中東事業本部長、アダブ事業本部長
常務執行役員	板野 和彦	Kazuhiko Itano	経営企画本部副本部長
執行役員	日保 昇	Noboru Himata	財務・経理本部本部長補佐、財務ユニットGM
執行役員	久保 孝	Takashi Kubo	資材・情報システム本部本部長補佐、資材・保険ユニットGM
執行役員	深澤 利彦	Toshihiko Fukasawa	国内事業本部本部長補佐、業務管理ユニットGM

執行役員	太田 博久	Hirohisa Ota	マセラ事業本部本部長補佐、技術ユニットGM
執行役員	山本 幸伯	Yoshinori Yamamoto	営業第2本部本部長補佐、天然ガス営業ユニットGM、石油営業・電気事業ユニットGM
執行役員	河合 肇	Hajime Kawai	マセラ事業本部本部長補佐、ジャカルタ事務所 ヴァイスプレジデント、ストラテジー & コーディネーション
執行役員	坂元 篤志	Atsushi Sakamoto	イクシス事業本部本部長補佐、パース事務所 プロジェクトディレクター、オンショア テクニカル コーディネーション
執行役員	毛塚 有博	Arihiro Kezuka	イクシス事業本部本部長補佐、技術ユニットGM
執行役員	平山 公也	Kimiya Hirayama	国内事業本部本部長補佐、新潟鉱業所長、生産ユニットGM
執行役員	佐瀬 信治	Nobuharu Sase	営業第1本部本部長補佐、原油営業ユニットGM
執行役員	矢嶋 慈治	Shigeharu Yajima	営業第1本部本部長補佐、ガス事業ユニットGM
執行役員	柁川 哲朗	Tetsuro Tochikawa	ユーラシア・中東事業本部本部長補佐、中東ユニットGM
執行役員	石井 義朗	Yoshiro Ishii	経営企画本部本部長補佐、事業企画ユニットGM
執行役員	大下 敏哉	Toshiya Oshita	技術本部本部長補佐、技術基盤ユニットGM、TEIKOKU OIL LIBYA UK LTD トリポリ事務所長
執行役員	橋高 公久	Kimihiro Kittaka	経営企画本部本部長補佐、経営企画ユニットGM、広報・IRユニットGM
執行役員	岩下 英樹	Hideki Iwashita	イクシス事業本部本部長補佐、パース事務所 ディレクター、コマース・コーディネーション

\* 新任取締役・監査役  
(1) 執行役員を兼務  
(2) 会社法第2条15号に定める社外取締役  
(3) 会社法第2条16号に定める社外監査役  
(4) 東京証券取引所の有価証券上場規程第436条の2第1項に定める独立役員

GM=ジェネラルマネージャー  
記号・社内委員会のメンバー  
CSR委員会  
コンプライアンス委員会  
コーポレートHSE委員会  
情報セキュリティ委員会

# 7

## 財務・会社情報

11年間の主要財務情報	096
当社特有の会計処理・会計方針について	098
経営陣による財政状態および経営成績の検討と分析	101
連結財務諸表／連結財務諸表の注記	108
独立監査人の監査報告書	127
連結子会社および関連会社	128
事業等のリスク	130
石油・天然ガスの埋蔵量および生産量について	138
石油・天然ガス用語	142
索引・単位換算	144
会社情報	145



<p><b>若杉 和夫</b> 取締役(社外)</p> <p>昭和28年4月 昭和59年6月 昭和61年9月 平成5年6月 平成7年6月 平成8年6月</p> <p>平成13年6月 平成18年4月</p> <p>平成19年5月</p> <p><b>若杉 和夫</b> 昭和28年4月 昭和59年6月 昭和61年9月 平成5年6月 平成7年6月 平成8年6月</p> <p>平成13年6月 平成18年4月</p> <p>平成19年5月</p>	<p><b>香川 幸之</b> 取締役(社外)</p> <p>通商産業省(現経済産業省)入省 同省 通商産業審議官 (株)日本長期信用銀行(現(株)新生銀行)顧問 三菱電機(株)代表取締役副社長 石油資源開発(株)顧問 同社 代表取締役社長 インドネシア石油(株)(国際石油開発(株)) 非常勤取締役 石油資源開発(株)代表取締役会長 国際石油開発帝石ホールディングス(株)(現当社) 非常勤取締役(現) 石油資源開発(株)相談役(現)</p> <p><b>香川 幸之</b> 昭和45年4月 平成13年9月 平成13年10月 平成14年4月</p> <p>平成15年4月 平成17年4月</p>	<p><b>加藤 晴二</b> 取締役(社外)</p> <p>平成17年6月 平成18年6月 平成19年6月</p> <p><b>加藤 晴二</b> 昭和46年4月 平成9年7月 平成15年4月 平成18年4月 平成19年4月</p> <p>平成20年4月 平成22年6月 平成23年6月</p> <p><b>外池 廉太郎</b> 昭和53年4月 平成12年4月 平成15年10月 平成18年4月</p>	<p><b>外池 廉太郎</b> 取締役(社外)</p> <p>平成20年4月 平成21年4月 平成22年4月 平成24年6月 平成24年6月</p> <p><b>岡田 康彦</b> 昭和41年4月 平成6年7月 平成7年5月 平成11年7月 平成15年6月</p> <p>平成24年1月 平成24年6月</p>	<p><b>岡田 康彦</b> 取締役(社外)</p> <p>同社 執行役員経営企画部企画担当部長兼 金属事業本部総括室長兼 金属事業本部銅事業部企画部長 同社 金属事業本部銅事業部審議役兼 経営企画部企画担当部長兼 金属事業本部総括室長 JXホールディングス(株)執行役員企画1部長 当社 非常勤取締役(現) JXホールディングス(株)取締役常務執行役員 企画1部管掌(現)</p> <p>大蔵省(現財務省)入省 東京国税局長 証券取引等監視委員会事務局長 環境事務次官 社団法人全国労働金庫協会理事長 労働金庫連合会理事長 弁護士登録、弁護士法人北浜法律事務所 代表社員(現) 当社 非常勤取締役(現)</p>
--	--	--	--	---



<p><b>高井 義嗣</b> 常勤監査役</p> <p>昭和49年4月 平成11年3月 平成13年3月 平成14年3月 平成17年3月 平成20年10月 平成23年6月</p> <p><b>高井 義嗣</b> 昭和49年4月 平成11年3月 平成13年3月 平成14年3月 平成17年3月 平成20年10月 平成23年6月</p> <p><b>戸恒 東人</b> 昭和44年7月 平成7年7月 平成9年7月 平成10年7月 平成16年8月 平成18年6月 平成19年6月</p>	<p><b>戸恒 東人</b> 常勤監査役(社外)</p> <p>大蔵省(現財務省)入省 理財局長 造幣局長 中小企業金融公庫理事 あずさ監査法人(現有限責任あずさ監査法人)顧問 国際石油開発(株)常勤監査役 国際石油開発帝石ホールディングス(株)(現当社) 常勤監査役(現)</p>	<p><b>角谷 講治</b> 常勤監査役(社外)</p> <p>昭和51年4月 平成13年4月 平成14年4月 平成17年10月 平成19年10月 平成20年10月 平成22年5月 平成22年6月</p> <p><b>角谷 講治</b> 昭和51年4月 平成13年4月 平成14年4月 平成17年10月 平成19年10月 平成20年10月 平成22年5月 平成22年6月</p> <p><b>佐藤 弘</b> 昭和45年4月 平成11年6月 平成14年6月 平成17年6月 平成18年4月</p> <p>平成18年6月 平成19年6月 平成22年6月</p>	<p><b>佐藤 弘</b> 監査役(社外)</p> <p>日本輸出入銀行入行 国際協力銀行 国際金融第1部長 同行 総務部長 同行 大阪支店長 同行 理事 (株)日本政策金融公庫 国際協力銀行特別参与 同社 退職 当社 常勤監査役(現)</p> <p>石油資源開発(株)入社 同社 経理部長 同社 取締役経理部長 同社 常務執行役員 国際石油開発帝石ホールディングス(株)(現当社) 非常勤監査役(現) 石油資源開発(株)常務取締役執行役員 同社 専務取締役執行役員 同社 代表取締役副社長執行役員(現)</p>	<p><b>船井 勝</b> 監査役(社外)</p> <p>昭和47年4月 平成10年4月 平成12年4月 平成13年4月 平成14年4月 平成15年4月 平成17年4月</p> <p>平成17年6月 平成19年4月 平成21年4月 平成22年4月 平成22年6月 平成23年4月</p> <p><b>船井 勝</b> 昭和47年4月 平成10年4月 平成12年4月 平成13年4月 平成14年4月 平成15年4月 平成17年4月</p> <p>平成17年6月 平成19年4月 平成21年4月 平成22年4月 平成22年6月 平成23年4月</p>
--	--	--	---	--



## 財務・経理本部長からのメッセージ



村山 昌博  
取締役 財務・経理本部長

2012年版アニュアルレポートの財務関係情報をお届けするにあたり、当社の財務戦略の基本的な考え方について申し上げます。今後の石油・天然ガスの開発に必要な多額の資金需要に対して、当社は手元資金と営業キャッシュ・フロー、借入による調達を基本としています。その際、財務の健全性を維持するため、「自己資本比率50%以上」、「純有利子負債／純使用総資本20%以下」を目標として掲げており、2012年3月末現在の自己資本比率は71.1%、純有利子負債／純使用総資本比率はマイナス60.7%と、当社の財務目標を上回る十分な安全性を確保しています。今後、イクシスLNGプロジェクトへの設備投資にかかわる借入金が増加するため、財務バランスは悪化しますが、同プロジェクトの生産開始時点においても、ほぼこの財務目標を維持できるものと考えています。なお、今年5月に発表した当社の中長期ビジョンにおいて、今後5年間で3.5兆円、その後の10年間に6兆円超の投資規模をお示ししておりますが、これらに必要な資金についても、財務健全性の維持を図りながら、手元資金、プロジェクトからのキャッシュ・フロー、借入により調達する所存です。

### 主な指標の注記

- \* EBITDAX(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
- \* 自己資本＝純資産－少数株主持分
- \* 自己資本比率＝自己資本／総資産
- \* 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－現金同等物外の譲渡性預金－国債・地方債・社債など(時価のあるもの)
- \* 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)
- \* D/Eレシオ＝有利子負債／(純資産－少数株主持分)
- \* 自己資本利益率(ROE)＝当期純利益／自己資本の期首と期末の平均値
- \* 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首と期末の平均値)
- \* 埋蔵量：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、2007年3月期から2010年3月期まではDeGolyer&MacNaughton社にて、2011年3月期からは、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・算定した数量です。確認埋蔵量は、米国証券取引委員会(SEC)規則に従って評価した数量です。推定埋蔵量は、SPE(米国石油技術者協会)／WPC(世界石油会議)／AAPG(米国石油地質技術者協会)／SPEE(石油評価技術者協会)の4組織によって策定されたPetroleum Resources Management System 2007(PRMS)に従って評価した確認埋蔵量と推定埋蔵量の合計値から、SEC規則に従って評価した確認埋蔵量を差し引いた数量です。但し、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)に従った数量です。推定埋蔵量の一部にピチューメンの埋蔵量を含みます。予想埋蔵量は、PRMSに従って評価・算定した数量です。予想埋蔵量の一部にピチューメンの埋蔵量を含みます。
- \* ネット生産量：米国証券取引委員会(SEC)の規則に従った数量で、持分法適用関連会社の持分を含みます。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を示しております。2012年3月期より天然ガスから原油への換算方法を変更しています。
- \* 探鉱・開発投資＝探鉱投資＋開発投資＋権益取得費  
なお、2012年3月期の探鉱・開発投資には、イクシス下流事業会社(持分法適用関連会社Ichthys LNG Pty Ltd)の投資額のうち当社が含まれています。

## 11年間の主要財務情報

2006年3月期以前は、国際石油開発株式会社及び連結子会社、帝国石油株式会社及び連結子会社、2007年3月期以降は国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社

		2002/3
(損益状況)		2001/12
売上高	国際石油開発 帝国石油	¥ 184,203 75,767
売上原価	国際石油開発 帝国石油	79,120 45,036
売上総利益	国際石油開発 帝国石油	105,083 30,730
営業利益	国際石油開発 帝国石油	97,049 11,864
法人税等及び少数株主 損益調整前当期純利益	国際石油開発 帝国石油	76,855 7,799
当期純利益	国際石油開発 帝国石油	27,605 5,704

(財政状況)		
流動資産	国際石油開発 帝国石油	99,096 59,894
有形固定資産	国際石油開発 帝国石油	23,444 96,403
無形固定資産	国際石油開発 帝国石油	4,233 841
投資その他の資産	国際石油開発 帝国石油	160,874 45,229
資産合計	国際石油開発 帝国石油	287,649 202,369
流動負債	国際石油開発 帝国石油	17,730 24,074
固定負債	国際石油開発 帝国石油	38,317 41,232
純資産*	国際石油開発 帝国石油	231,600 137,061

※2006年3月期以前の純資産は、「貸借対照表の純資産の部の表示に関する会計基準」(企業会計基準第5号)の適用による遡及修正後の金額となっております。

(キャッシュ・フロー)		
営業活動による キャッシュ・フロー	国際石油開発 帝国石油	51,830 15,971
投資活動による キャッシュ・フロー	国際石油開発 帝国石油	(39,626) (19,666)
財務活動による キャッシュ・フロー	国際石油開発 帝国石油	9,443 6,238
現金及び現金同等物の 期末残高	国際石油開発 帝国石油	49,775 ¥ 34,001

(1株当たり情報)		
1株当たり当期純利益(円)	国際石油開発 帝国石油	¥15,617.64** 18.63
1株当たり純資産(円)	国際石油開発 帝国石油	130,586.85** 438.79
1株当たり配当額(円)	国際石油開発 帝国石油	3,333** ¥ 7.00

※2004年5月に行った株式1株を3株とする株式分割による影響を加味した遡及修正後の金額となっております。

(財務指標)		
純有利子負債／ 純使用総資本(%)	国際石油開発 帝国石油	(82.8)% (15.0)
自己資本比率(%)	国際石油開発 帝国石油	80.2 66.4
D/Eレシオ(%)	国際石油開発 帝国石油	13.5 17.5%

- 注：1 国際石油開発帝石ホールディングス株式会社は、2006年4月3日に、国際石油開発株式会社と帝国石油株式会社の株式移転により設立され、2008年10月1日、両社を吸収合併し、国際石油開発帝石株式会社に商号を変更しました。  
2 国際石油開発株式会社は3月決算、帝国石油株式会社は2005年12月期までは12月決算となっております。  
3 帝国石油株式会社の2006年3月期の連結財務諸表数値は、決算月変更のため2006年1月1日から3月31日までの3ヶ月間となっております。なお、当該期間における1株当たり情報及び財務指標については記載を省略しています。  
4 原則、表示単位未満は四捨五入しておりますが、2006年3月期以前の国際石油開発株式会社及び帝国石油株式会社の連結財務諸表数値は、百万円未満を切り捨てています。

百万円										
2003/3	2004/3	2005/3	2006/3		2007/3	2008/3	2009/3	2010/3	2011/3	2012/3
2002/12	2003/12	2004/12	2005/12	2006/3						
<b>国際石油開発帝石</b>										
¥ 201,533	¥ 218,831	¥ 478,586	¥ 704,234		¥ 969,713	¥1,202,965	¥1,076,165	¥ 840,427	¥ 943,080	¥1,186,732
73,630	78,498	84,032	100,716	27,718						
95,997	105,758	197,094	257,903		343,795	390,554	319,038	298,168	334,833	395,443
44,931	47,062	48,455	55,473	12,807						
105,536	113,072	281,492	446,330		625,918	812,411	757,127	542,259	608,247	791,289
28,699	31,436	35,576	45,243	14,910						
97,270	93,876	268,662	426,650		559,077	714,211	663,267	461,668	529,743	709,358
7,296	8,739	13,533	21,077	9,470						
70,050	94,773	258,631	403,539		586,263	685,800	616,167	442,027	508,587	767,039
7,491	11,044	16,676	26,122	10,216						
27,911	34,781	76,493	103,476		165,092	173,246	145,063	107,210	128,699	194,001
5,233	6,796	9,276	15,485	6,484						

国際石油開発帝石										
119,076	106,952	238,419	257,573		474,124	565,111	411,110	492,855	492,932	908,702
47,585	50,166	45,658	58,586	65,864						
29,869	35,141	68,260	65,219		219,227	254,481	297,636	358,094	379,862	383,698
110,416	103,668	114,220	125,418	126,497						
3,885	137,908	138,631	136,757		265,822	265,481	253,681	239,205	249,111	233,318
796	754	776	811	1,028						
185,914	245,295	333,915	512,887		648,934	722,828	805,618	923,624	1,558,475	1,540,680
45,188	71,691	79,858	108,949	115,268						
338,747	525,298	779,227	972,437		1,608,107	1,807,901	1,768,045	2,013,778	2,680,380	3,066,398
203,986	226,280	240,513	293,767	308,659						
27,275	28,894	122,910	179,600		266,248	325,286	206,059	227,905	254,729	367,844
23,882	20,661	27,439	28,998	28,156						
57,007	185,410	209,738	250,236		261,843	243,802	199,925	295,270	328,268	384,361
41,342	46,101	44,986	65,230	72,927						
254,463	310,991	446,578	542,600		1,080,016	1,238,813	1,362,061	1,490,603	2,097,383	2,314,193
138,760	159,516	168,086	199,536	207,574						

国際石油開発帝石										
51,282	44,464	131,206	218,239		231,982	363,995	230,352	241,373	274,094	320,692
15,004	19,955	19,225	15,118	9,872						
(40,533)	(218,121)	(119,956)	(252,399)		(209,243)	(261,767)	(240,168)	(251,812)	(844,511)	(280,864)
(27,166)	(8,284)	(20,018)	(20,287)	(4,705)						
21,237	151,120	9,791	14,350		13,794	(45,228)	(46,090)	68,937	548,057	29,294
(407)	(5,914)	(5,824)	7,845	5,480						
78,414	54,582	128,375	114,967		¥ 189,417	¥ 222,270	¥ 162,845	¥ 216,395	¥ 182,025	¥ 249,233
¥ 23,020	¥ 28,789	¥ 22,234	¥ 25,545	¥ 36,175						

国際石油開発帝石										
¥15,726.17**	¥19,612.92**	¥40,255.92	¥ 53,814.47		¥70,423.45	¥73,510.14	¥61,601.60	¥45,553.56	¥40,832.40	¥53,137.93
17.11	22.09	30.22	50.61	—						
143,389.73**	157,275.33**	214,163.98	262,966.53		436,467.92	491,168.09	540,100.10	589,548.88	546,958.90	596,908.99
444.90	512.18	543.62	646.90	—						
3,333**	3,333**	4,000	5,500		¥ 7,000.00	¥ 7,500.00	¥ 8,000.00	¥ 5,500.00	¥ 6,000.00	¥ 7,000.00
¥ 6.00	¥ 6.00	¥ 7.50	¥ 9.00	¥ —						

国際石油開発帝石										
(75.8)%	12.0%	(13.3)%	(19.6)%		(18.6)%	(36.1)%	(31.2)%	(30.6)%	(48.9)%	(60.7)%
(2.3)	(9.1)	(5.5)	(1.0)	—						
74.9	52.9	52.8	51.9		64.0	64.0	71.9	68.9	74.5	71.1
66.6	69.1	69.0	67.1	—						
18.5	60.9	43.2	43.6		24.2%	16.8%	12.9%	17.3%	13.7%	14.6%
18.8%	13.9%	10.8%	14.7%	—%						

## 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。

##### 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。

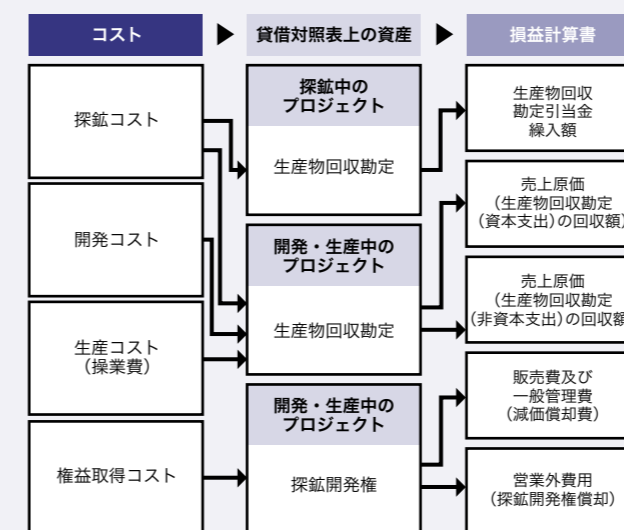
##### 生産コスト

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。

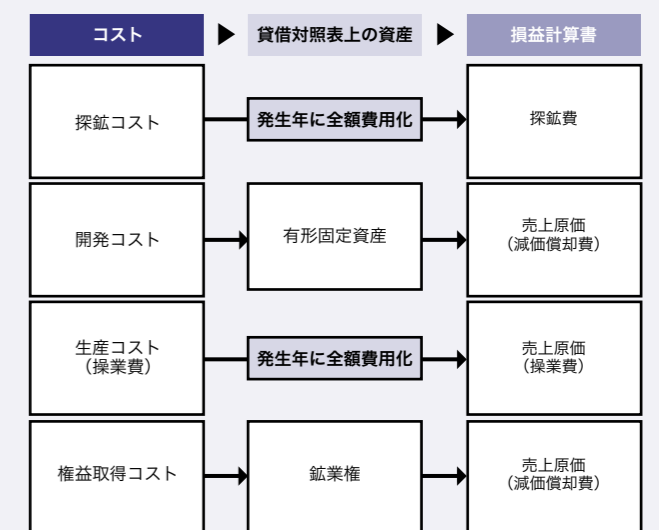
##### 管理費

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。

生産分与契約の会計処理



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

## 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

2012年3月期における我が国経済は、2011年3月に発生した東日本大震災の影響による厳しい状況の中、生産活動や個人消費等に持ち直しの動きがみられたものの、円高の長期化や欧州の債務危機等により、先行き不透明な状況で推移しました。

このような事業環境の中、当社グループの業績に大きな影響を及ぼす国際原油価格は、代表的指標のひとつであるブレント原油(期近もの終値ベース)で1バレル当たり118.70米ドルから始まり、世界的な景気減速懸念と欧州の債務危機を背景に下落傾向を辿り、10月初旬には99.79米ドルまで値を下げました。しかしながらEU首脳がギリシャ債務問題の解決策に関し合意したことを受けて上昇基調に転じ、11月には115.00米ドルに達しました。その後、欧州の債務危機再燃に伴い12月中旬に103.35米ドルまで下落したものの、イランの核開発を巡る緊張を背景に上昇に転じ、122.88米ドルで2012年3月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、2012年3月期の原油の当社グループ販売平均価格は、2011年3月期に比べ、1バレル当たり28.63米ドル上昇し、112.97米ドルとなりました。

### 業績概況

#### 売上高

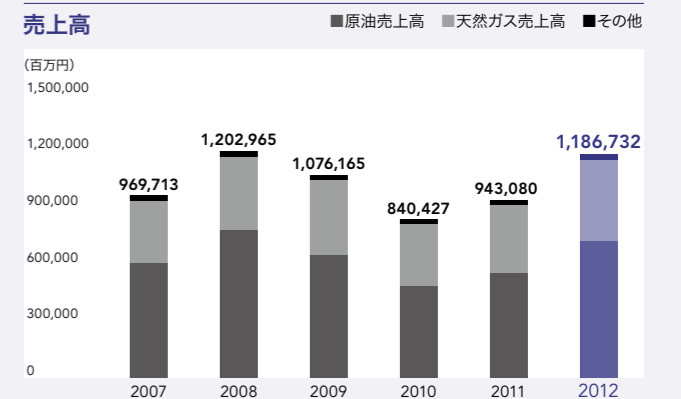
2012年3月期の売上高は、天然ガス販売量が減少したことに加え、期中平均為替レートが円高に推移したことによる減収要因があったものの、油価及びガス価が上昇したことが寄与して、2011年3月期の9,431億円から2,436億円、25.8%増の1兆1,867億円となりました。このうち原油売上高は2011年3月期の5,579億円から1,683億円、30.2%増の7,262億円、天然ガス売上高は2011年3月期の3,562億円から729億円、20.4%増の4,291億円となりました。その他の売上高は2011年3月期の289億円から25億円、8.7%増の314億円となりました。

販売数量は、原油が2011年3月期に比べ4,087千バレル、5.3%増の80,738千バレルとなりました。これは主に、ADMA鉦区の販売量増加によるものです。天然ガスは、2011年3月期に比べ43Bcf、10.9%減の358Bcf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等により2011年3月期に比べ45Bcf、13.3%減の292Bcfとなり、国内天然ガスは、2011年3月期に比べ36百万m<sup>3</sup>、2.1%増の1,758百万m<sup>3</sup>、立方フィート換算では66Bcfとなっております。海外原油売上の平均価格は2011年3月期に比べ1バレル当たり28.63米ドル、33.9%上昇し、112.97米ドルとなりました。海外天然ガス売上の平均価格は千立方フィート当たり14.12米ドルとなり、2011年3月期に比べ5.02米ドル、55.2%の上昇となり

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、2012年3月期は1米ドル83円台半ばで始まり、4月前半は、米国の量的緩和第二弾が予定通り6月で終了するとの見方や、震災の影響で本邦輸出筋の円転が控えられるとの見方もあり、85円53銭まで円安が進行しました。しかし、その後、米国経済の先行きに対して悲観的な見方が広がり、米国が金融政策を引き締めに転じるには相当の時間を要すると見る向きが多くなると、円は対米ドルで80円を超えて強含む展開となりました。その後も、欧州を中心に景気後退懸念が高まる中、主要国での金融緩和観測が強まり、円は対米ドルで堅調に推移し、10月末には円の史上最高値となる75円32銭まで円高が進行しました。しかしその後は、日本銀行による9兆円規模の為替介入が実施されたこともあり円高進行が一服すると、年度末にかけては、日本の貿易収支が悪化したことや米国金利が上昇に転じたことから、円買い持ち高の調整と思しき円売りも相俟って、円安方向に値を戻し、期末公示仲値(TTM)は2011年3月期末から1円1銭高の82円14銭となりました。なお、当社グループ売上の期中平均レートは、2011年3月期に比べ、6円53銭円高の1米ドル79円13銭となりました。

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44円56銭となり、2011年3月期に比べ2円83銭、6.8%の上昇となっております。

売上高の増加額2,436億円を要因別に分析いたしますと、販売数量の減少により44億円の減収、平均単価の上昇により3,340億円の増収、売上の平均為替レートが円高となったことにより885億円の減収、その他の売上高が25億円の増収となりました。



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しております。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、業績に影響を及ぼす可能性があります。

### 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、未払外国税及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。

3月31日終了の連結会計年度	(百万円、%)			
	2011	2012	増減	増減率
売上高:	¥943,080	¥1,186,732	¥243,652	25.8%
原油	557,911	726,223	168,312	30.2
天然ガス	356,247	429,065	72,818	20.4
その他	28,922	31,444	2,522	8.7
売上原価	334,833	395,443	60,610	18.1
売上総利益	608,247	791,289	183,042	30.1
探鉱費	12,000	11,747	(253)	(2.1)
販売費及び一般管理費	44,254	48,286	4,032	9.1
減価償却費	22,250	21,898	(352)	(1.6)
営業利益	529,743	709,358	179,615	33.9
その他収益:	31,176	102,082	70,906	227.4
受取利息	4,110	4,400	290	7.1
受取配当金	5,722	6,993	1,271	22.2
持分法による投資利益	4,934	6,638	1,704	34.5
権益譲渡益	7,334	70,260	62,926	858.0
その他	9,076	13,791	4,715	52.0
その他費用:	52,332	44,401	(7,931)	(15.2)
支払利息	1,074	1,228	154	14.3
生産物回収勘定引当金繰入額	11,481	14,816	3,335	29.0
探鉱事業引当金繰入額	3,082	519	(2,563)	(83.2)
資産除去債務会計基準の適用に伴う影響額	1,555	—	(1,555)	(100.0)
為替差損	11,540	14,641	3,101	26.9
事業撤退損	—	5,370	5,370	—
その他	23,600	7,827	(15,773)	(66.8)
法人税等及び少数株主損益調整前当期純利益	508,587	767,039	258,452	50.8
法人税等	368,697	536,934	168,237	45.6
少数株主損益調整前当期純利益	139,890	230,105	90,215	64.5
少数株主利益	11,191	36,104	24,913	222.6
当期純利益	¥128,699	¥ 194,001	¥ 65,302	50.7%

### 売上原価

2012年3月期の売上原価は、2011年3月期の3,348億円から606億円、18.1%増加の3,954億円となりました。これは主に、ADMA鉱区における売上増に伴うロイヤリティの増加によるものです。

### 探鉱費

2012年3月期の探鉱費はブラジル等米州地域等で増加したものの、アジア・オセアニア地域等で減少したことにより、2011年3月期の120億円から3億円、2.1%減の117億円となりました。

### 売上原価



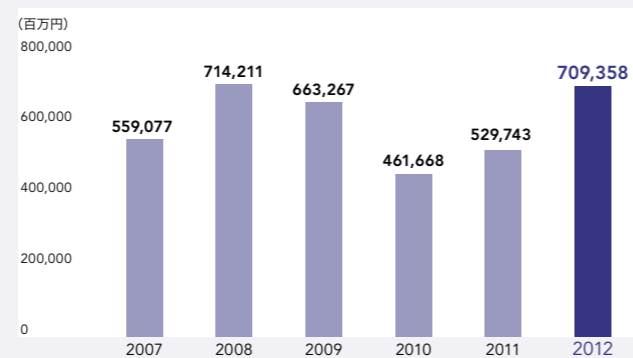
### 販売費及び一般管理費

2012年3月期の販売費及び一般管理費は、ACG原油の輸送費が販売量減に伴い減少したものの、油価上昇に伴いバウ・ウングンにかかる東チモールの租税が増加したこと及び人件費が増加したことにより、2011年3月期の443億円から40億円、9.1%増の483億円となりました。

### 減価償却費

2012年3月期の減価償却費は、ACG油田の生産量減少に伴う探鉱開発権の償却費の減少等により、2011年3月期の223億円から4億円、1.6%減少の219億円となりました。なお、コンセッション契約の

### 営業利益



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、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、2012年3月期の営業利益は、2011年3月期の5,297億円から1,797億円、33.9%増加の7,094億円となりました。

### その他収益

2012年3月期のその他収益は、2011年3月期の312億円から709億円、227.4%増加の1,021億円となりました。これは主に、権益譲渡益の増加によるものです。

### その他費用

2012年3月期のその他費用は、2011年3月期の523億円から79億円、15.2%減少の444億円となりました。これは主に、貸倒引当金繰

## 財政状況

2012年3月期末の総資産は、2011年3月期末の2兆6,804億円から3,860億円、14.4%増加の3兆664億円となりました。このうち流動資産は、有価証券及び定期預金の増加等により、2011年3月期末の4,929億円から4,158億円、84.3%増加の9,087億円となり、固定資産は、生産物回収勘定は増加したものの、投資有価証券の減少により、2011年3月期末の2兆1,874億円から297億円、1.4%減少の2兆1,577億円となりました。

一方、負債は、2011年3月期末の5,830億円から1,692億円、29.0%増加の7,522億円となりました。このうち流動負債は、未払金及び未払法人税等の増加により、2011年3月期末の2,547億円か

入額が減少したことによるものです。

### 法人税等

2012年3月期の法人税等は、2011年3月期の3,687億円から1,682億円、45.6%増加の5,369億円となりました。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70.0%と高くなっております。

### 少数株主利益

2012年3月期の少数株主利益は、2011年3月期の112億円から249億円、222.6%増加の361億円となりました。

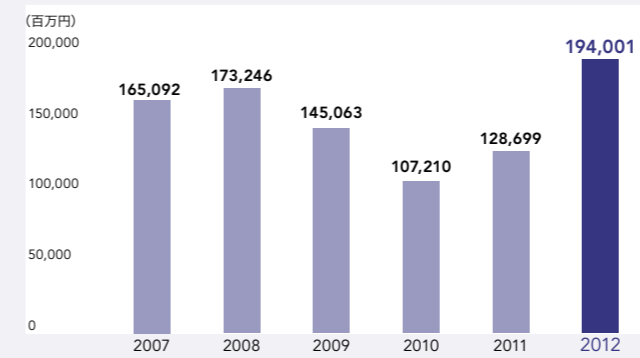
### 当期純利益

以上の結果、2012年3月期の当期純利益は、2011年3月期の1,287億円から653億円、50.7%増加の1,940億円となりました。

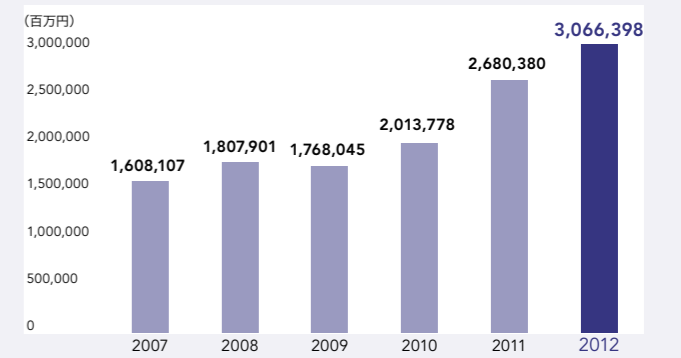
ら1,131億円、44.4%増加の3,678億円となり、固定負債は、長期借入金の増加等により、2011年3月期末の3,283億円から561億円、17.1%増加の3,844億円となりました。

純資産は、2011年3月期末の2兆974億円から2,168億円、10.3%増加の2兆3,142億円となりました。このうち株主資本は、2011年3月期末の2兆123億円から1,721億円、8.6%増加の2兆1,844億円となりました。その他の包括利益累計額は、2011年3月期末の△154億円から103億円、66.7%の増加で△51億円となり、少数株主持分は、2011年3月期末の1,005億円から344億円、34.3%の増加で1,349億円となりました。

### 当期純利益



### 総資産



## 投資及び資金の調達

### ■石油・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。すでに生産が始まっているプロジェクト(鉱区)または開発プロジェクトで発生した管理費も操業コストとして計上されます。
- なお、探鉱投資及び開発投資の定義ならびに以下の表の作成に

使用した基準は、米国財務会計基準編纂書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られております。
- 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おりますが、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。

2011年3月期及び2012年3月期のセグメント別の投資額(金利相当額及び固定資産計上された資産除去債務見合いの除去費用を除く)は以下の通りとなっております。

	(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*1	4,468	115,927	64,625	23,795	10,744	219,559
<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
小計	—	385	—	1,005	2,364	3,754
その他への設備投資*2	21,225	—	—	9	—	21,234
投資額合計	¥25,693	¥116,312	¥64,625	¥24,809	¥13,108	¥244,547

\*1 ジャパン石油開発株式会社の持分法適用関連会社が含まれております。

\*2 その他への設備投資には、主に国内の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。

	(百万円)					
2012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	¥ 31	¥ 15,700	¥ 1,094	¥ 1,074	¥14,915	¥ 32,814
開発投資	1,021	90,878	59,662	18,249	2,922	172,732
小計*1	1,052	106,578	60,756	19,323	17,837	205,546
<b>持分法適用関連会社</b>						
探鉱投資	—	—	—	38	—	38
開発投資	—	327	—	225	1,768	2,320
小計	—	327	—	263	1,768	2,358
その他への設備投資*2	35,895	38,403	3	5	—	74,306
投資額合計*3	¥36,947	¥145,308	¥60,759	¥19,591	¥19,605	¥282,210

\*1 ジャパン石油開発株式会社の持分法適用関連会社が含まれております。

\*2 その他への設備投資には、国内の天然ガス販売用パイプライン、直江津LNG受入基地の建設費及び、イクシス下流事業会社(持分法適用関連会社Ichthys LNG Pty Ltd)での投資額のうち当社が含まれております。

\*3 2012年3月31日終了の連結会計年度における資産除去債務に対応する除去費用の新規資産計上額は471百万円となります。

2012年3月期の投資額は2,822億円となり(持分法適用関連会社の探鉱・開発投資24億円を含む)、2011年3月期の2,445億円から377億円、15.4%の増加となりました。これは、アジア・オセアニア地域のJPDA06-105鉱区(キタン油田)における開発投資が減少したものの、イクシスにおける開発投資(下流事業を含む)及び国内のその他への設備投資が増加したことによるものです。

2011年3月期及び2012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。

2011年3月31日終了の連結会計年度	(百万円、%)	
日本	¥ 8,534	10.5%
アジア・オセアニア	44,911	55.3
ユーラシア(欧州・NIS諸国)	4,409	5.4
中東・アフリカ	20,084	24.7
米州	3,332	4.1
合計	¥81,270	100.0%

2012年3月31日終了の連結会計年度	(百万円、%)	
<b>国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社</b>		
日本	¥ 9,071	10.1%
アジア・オセアニア	50,886	56.7
ユーラシア(欧州・NIS諸国)	6,901	7.7
中東・アフリカ	22,396	25.0
米州	417	0.5
合計	89,671	100.0
<b>持分法適用関連会社</b>		
アジア・オセアニア	312	4.2
中東・アフリカ	1,533	20.5
米州	5,639	75.3
合計	¥ 7,484	100.0%

### ■石油・天然ガスプロジェクトの権益取得による支出

2011年3月期及び2012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ております。

	(百万円、%)			
3月31日終了の連結会計年度	2011		2012	
<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	¥ —	—%	¥ —	—%
ユーラシア(欧州・NIS諸国)	28,446	100.0	601	100.0
中東・アフリカ	—	—	—	—
米州	—	—	—	—
合計	28,446	100.0	601	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	¥ —	—%	¥ —	—%

2012年3月期の権益取得による支出はユーラシア地域の減少により6億円となり、2011年3月期の284億円から278億円の減少となりました。

### ■生産物回収勘定の分析

生産分与契約のプロジェクトでは、探鉱段階、開発段階及び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。2011年3月期及び2012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)	
	2011	2012
3月31日終了の連結会計年度		
期首残高	¥514,646	¥ 534,331
加算：探鉱コスト	23,990	25,320
開発コスト	120,997	123,762
操業費	43,819	50,055
その他	2,820	4,501
減算：生産物回収勘定(資本支出)の回収額	50,817	53,543
生産物回収勘定(非資本支出)の回収額	95,665	98,870
その他	25,459	17,238
期末残高	534,331	568,318
生産物回収勘定引当金(期末残高)	¥(96,880)	¥(100,671)

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。

2012年3月期の探鉱コストは2011年3月期と比べ増加しました。これは主に、スリナム共和国海域ブロック31における探鉱投資が増加したことによるものです。

2012年3月期の開発コストは2011年3月期と比べ増加しました。これは主に、カシャガン油田への開発投資が減少したものの、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増加したことによるものです。

2012年3月期の操業費は2011年3月期と比べマハカム沖鉱区等で増加しました。

2012年3月期のコスト回収は2011年3月期と比べ増加しました。これは主に、マハカム沖鉱区及びACG油田等のコスト回収額の増加によるものです。

また、減算のその他は権益譲渡に伴う生産物回収勘定の減少等によるものです。

2012年3月期末の生産物回収勘定引当金残高は2011年3月期末と比べ増加しました。これは主に、スリナム共和国海域ブロック31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・開発活動及びパイプライン・LNG受入基地等供給インフラの整備・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及び外部からの出資により、また、開発資金及びパイプライン・LNG受入基地等建設資金については手許資金及び借入により調達することを基本方針としております。現在、開発資金借入については国際協力銀行及び市中銀行からの協調融資を受けており、協調融資に関しては、独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構の保証制度を活用しております。また、国内のパイプライン・LNG受入基地等建設資金借入については、日

本政策投資銀行及び市中銀行からの融資を受けております。なお、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予定しており、金融機関と交渉を行っております。

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おります。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。

### ■長期借入金の返済予定

2012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)		
	米ドル	円	換算額
2013年	\$ —	¥ 4,682	¥ 4,682
2014年	—	3,776	3,776
2015年	—	5,630	5,630
2016年	—	6,988	6,988
2017年	—	31,434	31,434
2018年以降	2,775.7	38,149	266,145
合計	\$2,775.7	¥90,659	¥318,655

### ■キャッシュ・フローの状況

2011年3月期及び2012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)	
	2011	2012
営業活動によるキャッシュ・フロー	¥ 274,094	¥ 320,692
投資活動によるキャッシュ・フロー	(844,511)	(280,864)
財務活動によるキャッシュ・フロー	548,057	29,294
現金及び現金同等物の期末残高	¥ 182,025	¥ 249,233

#### 営業活動によるキャッシュ・フロー

2012年3月期の営業活動の結果得られた現金は3,207億円となり、2011年3月期の2,741億円から466億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、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一方、法人税等の支払額も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

2012年3月期の投資活動の結果使用した現金は2,809億円となり、2011年3月期の8,445億円から5,636億円の減少となりました。これは、投資有価証券の取得による支出が減少したこと、権益譲渡による収入が増加したことによるものです。

#### 財務活動によるキャッシュ・フロー

2012年3月期の財務活動の結果得られた現金は293億円となり、2011年3月期の5,481億円から5,188億円の減少となりました。これは2011年3月期は株式の発行による収入があったことによるものです。

## 2013年3月期の業績見通し(2012年8月3日公表)

2013年3月期の見通しにつきましては、売上高では、2012年3月期に比べ977億円、8.2%減収の1兆890億円を見込んでおり、営業利益は、2012年3月期から1,224億円、17.2%減益の5,870億円、法人税等及び少数株主損益調整前当期純利益は、2012年3月期から1,600億円、20.9%減益の6,070億円、当期純利益では、2012年3月期から260億円、13.4%減益の1,680億円となる見込みです。売上高については、油価想定を2012年3月期に対し油価安として

いることにより減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、いずれも減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102.2米ドル、為替レートは、年度を通じて1米ドル80.0円として算出しております。

## 連結貸借対照表

国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社  
2011年及び2012年3月31日現在

<資産>	百万円		千米ドル (注3)
	2011	2012	2012
<b>流動資産</b>			
現金及び現金同等物	¥ 182,025	¥ 249,233	\$ 3,034,247
定期預金	266	84,665	1,030,740
受取手形及び売掛金(注4)	95,391	119,460	1,454,346
有価証券(注4及び5)	137,270	341,387	4,156,160
たな卸資産	12,138	11,977	145,812
繰延税金資産(注7)	9,451	18,693	227,575
未収入金(注4)	57,033	71,912	875,481
その他	12,500	24,388	296,908
貸倒引当金	(13,142)	(13,013)	(158,425)
	492,932	908,702	11,062,844
<b>有形固定資産</b>			
建物及び構築物(注6)	233,270	233,523	2,842,987
坑井(注6)	224,676	237,363	2,889,737
機械装置及び運搬具(注6)	270,759	277,572	3,379,255
土地(注6)	20,708	20,070	244,339
建設仮勘定	75,078	167,779	2,042,598
その他	86,148	14,695	178,902
	910,639	951,002	11,577,818
減価償却累計額	(530,777)	(567,304)	(6,906,550)
	379,862	383,698	4,671,268
<b>無形固定資産</b>			
のれん(注16)	101,362	94,602	1,151,717
探鉱開発権	125,229	118,007	1,436,657
鉱業権	17,554	16,492	200,779
その他	4,966	4,217	51,339
	249,111	233,318	2,840,492
<b>投資その他の資産</b>			
生産物回収勘定	534,331	568,318	6,918,895
生産物回収勘定引当金	(96,880)	(100,671)	(1,225,603)
	437,451	467,647	5,693,292
投資有価証券(注4、5及び6)	975,541	886,222	10,789,165
長期貸付金	13,979	48,110	585,707
繰延税金資産(注7)	27,214	30,555	371,987
その他(注6)	118,341	115,142	1,401,778
貸倒引当金	(270)	(716)	(8,717)
探鉱投資引当金	(13,781)	(6,280)	(76,455)
	1,558,475	1,540,680	18,756,757
<b>資産合計</b>	¥2,680,380	¥3,066,398	\$37,331,361

連結財務諸表の注記を参照。

<負債及び純資産>	百万円		千米ドル (注3)
	2011	2012	2012
<b>流動負債</b>			
支払手形及び買掛金	¥ 23,441	¥ 30,228	\$ 368,006
短期借入金及び1年以内返済予定の長期借入金(注4、6及び12)	4,441	4,802	58,461
未払法人税等(注7)	113,102	139,145	1,693,998
未払金(注6)	83,309	133,153	1,621,050
探鉱事業引当金	9,537	5,551	67,580
役員賞与引当金	128	128	1,558
資産除去債務(注15)	3,687	3,338	40,638
その他(注7)	17,084	51,499	626,966
	254,729	367,844	4,478,257
<b>固定負債</b>			
長期借入金(注4、6、11及び12)	268,706	313,973	3,822,413
繰延税金負債(注7)	36,518	43,178	525,664
退職給付引当金(注14)	6,979	6,341	77,197
特別修繕引当金	443	368	4,480
資産除去債務(注15)	8,966	9,804	119,357
その他(注6)	6,656	10,697	130,229
	328,268	384,361	4,679,340
<b>負債合計</b>	582,997	752,205	9,157,597
<b>純資産(注9及び10)</b>			
資本金	290,810	290,810	3,540,419
授権株式の総数: 2011 — 9,000,001株 2012 — 9,000,001株			
発行済株式の総数: 2011 — 3,655,810株 2012 — 3,655,810株			
資本剰余金	679,288	679,288	8,269,880
利益剰余金	1,047,431	1,219,527	14,846,932
自己株式: 2011 — 4,916株 2012 — 4,916株	(5,248)	(5,248)	(63,891)
株主資本合計	2,012,281	2,184,377	26,593,340
その他有価証券評価差額金	1,456	6,953	84,648
繰延ヘッジ損益(注11)	—	4,118	50,134
為替換算調整勘定	(16,847)	(16,196)	(197,175)
その他の包括利益累計額合計	(15,391)	(5,125)	(62,393)
少数株主持分	100,493	134,941	1,642,817
<b>純資産合計</b>	2,097,383	2,314,193	28,173,764
偶発債務(注18)			
<b>負債及び純資産合計</b>	¥2,680,380	¥3,066,398	\$37,331,361

## 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  
2011年及び2012年3月31日終了の連結会計年度

	百万円		千米ドル (注3)
	2011	2012	2012
売上高	¥943,080	¥1,186,732	\$14,447,675
売上原価	334,833	395,443	4,814,256
売上総利益	608,247	791,289	9,633,419
探鉱費	12,000	11,747	143,012
販売費及び一般管理費(注13、14及び16)	44,254	48,286	587,850
減価償却費	22,250	21,898	266,594
営業利益	529,743	709,358	8,635,963
その他収益:			
受取利息	4,110	4,400	53,567
受取配当金	5,722	6,993	85,135
持分法による投資利益	4,934	6,638	80,813
権益譲渡益	7,334	70,260	855,369
その他	9,076	13,791	167,897
	31,176	102,082	1,242,781
その他費用:			
支払利息	1,074	1,228	14,950
生産物回収勘定引当金繰入額	11,481	14,816	180,375
探鉱事業引当金繰入額	3,082	519	6,319
資産除去債務会計基準の適用に伴う影響額(注15)	1,555	—	—
為替差損	11,540	14,641	178,244
事業撤退損	—	5,370	65,376
その他	23,600	7,827	95,289
	52,332	44,401	540,553
法人税等及び少数株主損益調整前当期純利益	508,587	767,039	9,338,191
法人税等(注7):			
法人税、住民税及び事業税	367,083	543,157	6,612,576
法人税等調整額	1,614	(6,223)	(75,761)
	368,697	536,934	6,536,815
少数株主損益調整前当期純利益	139,890	230,105	2,801,376
少数株主利益	11,191	36,104	439,543
当期純利益(注10)	¥128,699	¥ 194,001	\$ 2,361,833

### 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年及び2012年3月31日終了の連結会計年度

	百万円		千米ドル (注3)
	2011	2012	2012
少数株主損益調整前当期純利益	¥139,890	¥230,105	\$2,801,376
その他の包括利益			
その他有価証券評価差額金	(10,951)	5,499	66,947
繰延ヘッジ損益	—	4,118	50,134
為替換算調整勘定	(11,516)	2,082	25,347
持分法適用会社に対する持分相当額	(2,717)	(1,134)	(13,806)
その他の包括利益合計(注8)	(25,184)	10,565	128,622
包括利益(注8)	114,706	240,670	2,929,998
(内訳)			
親会社株主に係る包括利益	105,783	204,268	2,486,828
少数株主に係る包括利益	¥ 8,923	¥ 36,402	\$ 443,170

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						
	2011年 4月1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

	百万円						
	2011年 4月1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	2012年 3月31日残高	
2012年3月31日終了の連結会計年度							
資本金	¥ 290,810	¥ —	¥ —	¥ —	¥ —	¥ 290,810	
資本剰余金	679,288	—	—	—	—	679,288	
利益剰余金	1,047,431	(21,905)	194,001	—	172,096	1,219,527	
自己株式	(5,248)	—	—	—	—	(5,248)	
株主資本合計	2,012,281	(21,905)	194,001	—	172,096	2,184,377	
その他有価証券評価差額金	1,456	—	—	5,497	5,497	6,953	
繰延ヘッジ損益	—	—	—	4,118	4,118	4,118	
為替換算調整勘定	(16,847)	—	—	651	651	(16,196)	
その他の包括利益累計額合計	(15,391)	—	—	10,266	10,266	(5,125)	
少数株主持分	100,493	—	—	34,448	34,448	134,941	
純資産合計	¥2,097,383	¥(21,905)	¥194,001	¥44,714	¥216,810	¥2,314,193	

	千米ドル (注3)						
	2011年 4月1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	2012年 3月31日残高	
2012年3月31日終了の連結会計年度							
資本金	\$ 3,540,419	\$ —	\$ —	\$ —	\$ —	\$ 3,540,419	
資本剰余金	8,269,880	—	—	—	—	8,269,880	
利益剰余金	12,751,777	(266,678)	2,361,833	—	2,095,155	14,846,932	
自己株式	(63,891)	—	—	—	—	(63,891)	
株主資本合計	24,498,185	(266,678)	2,361,833	—	2,095,155	26,593,340	
その他有価証券評価差額金	17,726	—	—	66,922	66,922	84,648	
繰延ヘッジ損益	—	—	—	50,134	50,134	50,134	
為替換算調整勘定	(205,101)	—	—	7,926	7,926	(197,175)	
その他の包括利益累計額合計	(187,375)	—	—	124,982	124,982	(62,393)	
少数株主持分	1,223,436	—	—	419,381	419,381	1,642,817	
純資産合計	\$25,534,246	\$(266,678)	\$2,361,833	\$544,363	\$2,639,518	\$28,173,764	

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  
2011年及び2012年3月31日終了の連結会計年度

	百万円		千米ドル (注3)
	2011	2012	2012
<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	¥508,587	¥767,039	\$9,338,191
減価償却費	54,245	48,026	584,685
のれん償却額	6,760	6,760	82,298
資産除去債務会計基準の適用に伴う影響額	1,555	—	—
生産物回収勘定引当金の増加額(減少額)	15,320	18,991	231,203
探鉱事業引当金の増加額(減少額)	(5,442)	(3,916)	(47,675)
退職給付引当金の増加額(減少額)	(593)	(637)	(7,755)
その他の引当金の増加額(減少額)	11,463	(26)	(317)
受取利息及び受取配当金	(9,832)	(11,393)	(138,702)
支払利息	1,074	1,228	14,950
為替差損(益)	(3,015)	5,334	64,938
持分法による投資損失(利益)	(4,934)	(6,638)	(80,813)
権益譲渡益	(7,334)	(70,260)	(855,369)
生産物回収勘定(資本支出)の回収額	50,817	53,543	651,850
生産物回収勘定(非資本支出)の増加額	(17,369)	(21,041)	(256,160)
売上債権の減少額(増加額)	(11,376)	(23,816)	(289,944)
たな卸資産の減少額(増加額)	(223)	195	2,374
仕入債務の増加額(減少額)	7,278	6,562	79,888
未収入金の減少額(増加額)	7,694	(19,774)	(240,735)
未払金の増加額(減少額)	9,699	40,943	498,454
前受金の増加額(減少額)	(2,490)	23,891	290,857
その他	(595)	370	4,505
小計	611,289	815,381	9,926,723
利息及び配当金の受取額	13,079	16,997	206,927
利息の支払額	(748)	(943)	(11,481)
法人税等の支払額	(349,526)	(510,743)	(6,217,957)
営業活動によるキャッシュ・フロー	274,094	320,692	3,904,212
<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	(493)	(88,771)	(1,080,728)
定期預金の払戻による収入	3,849	6,065	73,837
長期性預金の預入による支出	(53,500)	—	—
有形固定資産の取得による支出	(84,236)	(68,317)	(831,714)
有形固定資産の売却による収入	1,072	315	3,835
無形固定資産の取得による支出	(2,535)	(1,368)	(16,655)
有価証券の取得による支出	(11,731)	(4,090)	(49,793)
有価証券の売却及び償還による収入	112,000	136,614	1,663,185
投資有価証券の取得による支出	(724,635)	(238,568)	(2,904,407)
投資有価証券の売却及び償還による収入	10,847	20,672	251,668
生産物回収勘定(資本支出)の支出	(77,865)	(82,916)	(1,009,447)
短期貸付金の減少額(増加額)	1,570	3,759	45,763
長期貸付けによる支出	(1,134)	(38,094)	(463,769)
長期貸付金の回収による収入	567	3,600	43,827
権益取得による支出	(28,045)	—	—
権益譲渡による収入	7,334	71,487	870,307
その他	2,424	(1,252)	(15,242)
投資活動によるキャッシュ・フロー	(844,511)	(280,864)	(3,419,333)
<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	—	—
短期借入金の純増加額(減少額)	—	(40)	(487)
長期借入れによる収入	56,285	50,913	619,832
長期借入金の返済による支出	(4,713)	(4,317)	(52,557)
少数株主からの払込みによる収入	6,418	9,723	118,371
配当金の支払額	(18,010)	(21,922)	(266,886)
少数株主への配当金の支払額	(13,450)	(4,992)	(60,774)
その他	(93)	(71)	(864)
財務活動によるキャッシュ・フロー	548,057	29,294	356,635
現金及び現金同等物に係る換算差額	(12,015)	(2,664)	(32,432)
現金及び現金同等物の増加額(減少額)	(34,375)	66,458	809,082
現金及び現金同等物の期首残高	216,395	182,025	2,216,034
新規連結に伴う現金及び現金同等物の増加額	5	750	9,131
現金及び現金同等物の期末残高	¥182,025	¥249,233	\$3,034,247

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。

### 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42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㈱、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㈱、INPEX Holdings Australia Pty Ltd、INPEX Ichthys Pty Ltd等11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。

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、預入時点から満期日までが3ヵ月以内の短期定期預金を含んでおります。

#### (c) 外貨換算

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

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

#### (d) 有価証券

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

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

#### (e) デリバティブ

デリバティブは公正価値で評価しております。

添付の連結財務諸表は日本で一般に公正妥当と認められる会計原則(それは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。

当社は、当年度の表示に合わせ過年度の表示を一部組替再表示しております。

当社は、当年度の表示に合わせ過年度の表示を一部組替再表示しております。

#### (f) たな卸資産

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

#### (g) 貸倒引当金

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

#### (h) 生産物回収勘定及び生産物回収勘定引当金

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

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

#### (i) 探鉱投資引当金

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

#### (j) 探鉱事業引当金

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

#### (k) 役員賞与引当金

役員に対する賞与の支出に備えるため、支給見込額に基づき計上しております。

#### (l) 有形固定資産(リース資産を除く)

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

#### (m) 無形固定資産(リース資産を除く)

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

鉱業権の償却は、主として生産高比例法によっております。

その他の無形固定資産は主として定額法によって償却しております。  
 自社利用のソフトウェアについては社内における利用可能期間(5年)に基づく定額法を採用しております。

**(n) リース資産**

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

**(o) 退職給付引当金**

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

**(p) 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。

**(q) 特別修繕引当金**

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

**(r) ヘッジ会計**

繰延ヘッジ処理によっております。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。

**(s) 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。

**(t) 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。

**(u) 新たな会計基準の適用**

2012年3月31日終了の連結会計年度の期首以後に行われる会計上の変更及び過去の誤謬の訂正より、「会計上の変更及び誤謬の訂正に関する会計基準」(企業会計基準第24号 平成21年12月4日)及び「会計上の変更及び誤謬の訂正に関する会計基準の適用指針」(企業会計基準適用指針第24号 平成21年12月4日)を適用しております。

**3. 米ドル表示の金額**

円貨から米ドル表示への換算は、単に便宜上、2012年3月31日の換算レートである1米ドル82円14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示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、予定取引や保有資産のリスクを管理するために限定的に利用しており、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、債券については中長期の資金支出見込みや市場価格変動リスクを考慮し、償還期間の短い債券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おりますが、借入時及び年に一度、金利変動による影響を分析し、必要に応じて固定金利での借入や金利スワップによる支払利息の固定化を行っております。

**(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、外貨建資産の保有高が外貨建負債に比して過大にならないように管理しております。一方で、イクシスプロジェクトを中心に今後外貨での支出が予定される分については、必要に応じて先物為替予約や通貨スワップ等のデリバティブ取引を利用して、為替変動リスクを管理しております。

**(デリバティブ取引の管理)**

上記のデリバティブ取引の執行管理については、デリバティブ取引管理要領に従って行っており、市場価格変動リスクに晒されているデリバティブについては、時価が定期的に経営会議に報告されております。また、デリバティブの利用にあたっては、カウンターパーティーリスクを軽減するために、格付の高い金融機関との取引に限っております。

**(資金調達に係る流動性リスクの管理)**

当社グループでは、各事業本部が月次で作成した資金繰計画を基に財務ユニットが資金繰り管理を行うとともに、流動性リスクに備えて厚めの手許流動性を確保しております。

**5. 有価証券**

(a) 2011年及び2012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。

2011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	¥ 42,521	¥ 49,877	¥7,356
債券			
国債・地方債等	336,349	336,983	634
社債	8,500	8,503	3
その他	6,733	7,694	961
小計	394,103	403,057	8,954
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)
債券			
国債・地方債等	374,128	372,900	(1,228)
社債	28,509	28,334	(175)
その他	33,868	32,942	(926)
その他	198,255	195,213	(3,042)
小計	645,295	638,053	(7,242)
合計	¥1,039,398	¥1,041,110	¥1,712

2012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	¥ 4,499	¥ 9,318	¥ 4,819	\$ 54,772	\$ 113,440	\$ 58,668
債券						
国債・地方債等	726,075	727,734	1,659	8,839,482	8,859,679	20,197
社債	23,500	23,589	89	286,097	287,181	1,084
その他	25,396	25,503	107	309,179	310,482	1,303
その他	204,862	209,855	4,993	2,494,059	2,554,845	60,786
小計	984,332	995,999	11,667	11,983,589	12,125,627	142,038
連結貸借対照表計上額が取得原価を超えないもの:						
株式	47,939	44,103	(3,836)	583,626	536,925	(46,701)
債券						
国債・地方債等	30,190	29,950	(240)	367,543	364,621	(2,922)
社債	40,000	39,779	(221)	486,973	484,283	(2,690)
その他	8,385	8,348	(37)	102,082	101,631	(451)
その他	4,338	4,335	(3)	52,812	52,776	(36)
小計	130,852	126,515	(4,337)	1,593,036	1,540,236	(52,800)
合計	¥1,115,184	¥1,122,514	¥ 7,330	\$13,576,625	\$13,665,863	\$ 89,238

(b) 2011年及び2012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。

2011年3月31日終了の 連結会計年度	百万円		
	売却額	売却益の総額	売却損の総額
株式	¥ 767	¥138	¥ 55
債券			
国債・地方債等	10,080	—	385
合計	¥10,847	¥138	¥440

2012年3月31日終了の 連結会計年度	百万円			千米ドル		
	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
債券						
国債・地方債等	¥41,395	¥82	¥—	\$503,957	\$998	\$—
合計	¥41,395	¥82	¥—	\$503,957	\$998	\$—

(c) 2011年及び2012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		千米ドル
	2011	2012	2012
その他有価証券:			
非上場株式	¥27,819	¥ 28,395	\$ 345,690
優先出資証券	5,000	5,000	60,872
関係会社株式	38,882	71,700	872,900
合計	¥71,701	¥105,095	\$1,279,462

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) 2012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。

2012年3月31日現在	百万円				千米ドル			
	1年以内	1年超 5年以内	5年超 10年以内	10年超	1年以内	1年超 5年以内	5年超 10年以内	10年超
債券								
国債・地方債等	¥335,500	¥375,000	¥39,500	¥—	\$4,084,490	\$4,565,376	\$480,886	\$—
社債	—	63,500	—	—	—	773,070	—	—
その他	—	33,186	—	—	—	404,018	—	—
その他	4,090	198,100	—	—	49,793	2,411,736	—	—
合計	¥339,590	¥669,786	¥39,500	¥—	\$4,134,283	\$8,154,200	\$480,886	\$—

## 6. 借入金

2011年及び2012年3月31日現在の短期借入金は以下の通りとなっております。

3月31日現在	百万円		千米ドル
	2011	2012	2012
銀行等からの借入金			
(2011年3月31日現在の利率は1.037%から1.325%)	¥160	¥120	\$1,461
(2012年3月31日現在の利率は0.970%から1.325%)			
合計	¥160	¥120	\$1,461

2011年及び2012年3月31日現在の長期借入金は以下の通りとなっております。

3月31日現在	百万円		千米ドル
	2011	2012	2012
返済期限(最長)2025年の銀行等からの借入金			
(2011年3月31日現在の利率は0.776%から2.700%)	¥272,987	¥318,655	\$3,879,413
(2012年3月31日現在の利率は0.700%から2.700%)			
うち、1年以内返済予定の長期借入金	4,281	4,682	57,000
合計	¥268,706	¥313,973	\$3,822,413

2011年及び2012年3月31日現在の長期借入金及び保証債務の担保に供した資産は以下の通りとなっております。

3月31日現在	百万円		千米ドル
	2011	2012	2012
建物及び構築物	¥ 2,141	¥ 2,251	\$ 27,405
坑井	4,774	2,737	33,321
機械装置及び運搬具	9,049	9,190	111,882
土地	660	—	—
投資有価証券	8,237	7,633	92,927
その他	239	231	2,812
合計	¥25,100	¥22,042	\$268,347

上記の担保資産に対応する債務を種類別に分類すると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
	2011	2012	2012
短期借入金	¥ 2,130	¥1,589	\$ 19,345
未払金	3,993	5,090	61,968
長期借入金	4,023	2,434	29,632
その他	17	17	207
合計	¥10,163	¥9,130	\$111,152

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以下の通りとなっております。

投資有価証券:	
2011年3月31日現在: 4,928百万円	
2012年3月31日現在: 4,704百万円(57,268千米ドル)	

長期借入金の2012年3月31日後1年ごとの返済予定額の総額は以下の通りとなっております。

3月31日終了の連結会計年度	百万円	千米ドル
2013年	¥ 4,682	\$ 57,000
2014年	3,776	45,970
2015年	5,630	68,542
2016年	6,988	85,074
2017年	31,434	382,688
2018年以降	266,145	3,240,139
合計	¥318,655	\$3,879,413

## 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2011年及び2012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。

2011年及び2012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	2011	2012
法定実効税率	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	0.3
受取配当金等永久に益金に算入されない項目	(0.8)	(0.6)
評価性引当額	2.4	5.7
外国税	68.9	61.8
外国税額控除	(18.8)	(23.1)
損金算入外国税額の調整	(14.0)	(8.2)
繰越欠損金の当期使用額	(0.8)	—
持分法投資損益	(0.4)	(0.3)
のれん償却額	0.5	0.3
本邦税効果適用税率差異	(0.3)	(1.6)
その他	(0.5)	(0.5)
税効果会計適用後の法人税等負担率	72.5%	70.0%

2011年及び2012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
	2011	2012	2012
繰延税金資産:			
関係会社への投資	¥ 64,881	¥ 58,624	\$ 713,708
土地評価損	4,855	3,959	48,198
投資有価証券評価損	6,091	3,889	47,346
生産物回収勘定(外国税)	4,565	5,258	64,013
生産物回収勘定引当金	—	20,438	248,819
探鉱投資引当金	6,528	2,928	35,646
未払外国税	37,415	35,612	433,553
税務上の繰越欠損金	25,287	39,042	475,310
減価償却費償却超過額	36,444	37,777	459,910
退職給付引当金	2,565	1,989	24,215
外貨建債権債務評価差額	1,000	1,704	20,745
資産除去債務	4,570	4,239	51,607
探鉱費	7,780	9,520	115,900
貸倒引当金	5,159	4,940	60,141
その他	11,914	14,475	176,224
繰延税金資産小計	219,054	244,394	2,975,335
評価性引当額	(153,220)	(174,115)	(2,119,735)
繰延税金資産合計	65,834	70,279	855,600
繰延税金負債:			
外国税	32,883	30,164	367,227
外貨建債権債務評価差額	15,937	16,326	198,758
海外投資等損失準備金	6,541	5,070	61,724
パーチェス法適用に伴う時価評価差額等	2,429	1,694	20,623
探鉱準備金	5,958	7,910	96,299
その他有価証券評価差額金	435	283	3,445
繰延ヘッジ損益	—	2,352	28,634
その他	3,260	4,660	56,733
繰延税金負債合計	67,443	68,459	833,443
繰延税金資産(負債)の純額	¥ (1,609)	¥ 1,820	\$ 22,157

## 8. 包括利益

2012年3月31日終了の連結会計年度のその他の包括利益に係る組替調整額及び税効果額について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
	2012	2012
その他有価証券評価差額金		
当期発生額	¥ 5,082	\$ 61,870
組替調整額	539	6,562
税効果調整前	5,621	68,432
税効果額	(122)	(1,485)
	5,499	66,947
繰延ヘッジ損益		
当期発生額	6,456	78,598
税効果額	(2,338)	(28,464)
	4,118	50,134
為替換算調整勘定		
当期発生額	2,082	25,347
持分法適用会社に対する持分相当額		
当期発生額	(1,134)	(13,806)
その他の包括利益合計	¥10,565	\$128,622

## 9. 純資産

2012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おります。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
	2011	2012	2012
当期純利益	¥ 40,832.40	¥ 53,137.93	\$ 646.92
配当額	6,000.00	7,000.00	85.22
純資産	¥546,958.90	¥596,908.99	\$7,266.97

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

### (a) ヘッジ会計が適用されていないデリバティブ取引

2011年及び2012年3月31日現在のヘッジ会計が適用されていないデリバティブ取引に関する契約額等、時価及び評価損益は以下の通りとなっております。

2011年3月31日現在のヘッジ会計が適用されていないデリバティブ取引はありません。

2012年3月31日現在	百万円			
	契約額等	うち1年超	時価	評価損益
通貨スワップ取引	¥31,996	¥—	¥883	¥883

2012年3月31日現在	千米ドル			
	契約額等	うち1年超	時価	評価損益
通貨スワップ取引	\$389,530	\$—	\$10,750	\$10,750

注: 時価の算定方法 取引先金融機関から提示された価格によっております。

**(b) ヘッジ会計が適用されているデリバティブ取引**

2011年及び2012年3月31日現在のヘッジ会計が適用されているデリバティブ取引に関する契約額等及び時価は以下の通りとなっております。

2011年3月31日現在	主なヘッジ対象	百万円		
		契約額等	うち1年超	時価
金利スワップ取引:				
支払固定・受取変動(特例処理)	長期借入金	¥8,300	¥6,240	(注2)

2012年3月31日現在	主なヘッジ対象	百万円		
		契約額等	うち1年超	時価
為替予約取引(注1):				
買建米ドル (原則処理)	外貨建予定取引	¥108,578	¥ —	¥6,456
金利スワップ取引:				
支払固定・受取変動(特例処理)	長期借入金	¥ 6,240	¥4,820	(注2)

2012年3月31日現在	主なヘッジ対象	千米ドル		
		契約額等	うち1年超	時価
為替予約取引(注1):				
買建米ドル (原則処理)	外貨建予定取引	\$1,321,865	\$ —	\$78,598
金利スワップ取引:				
支払固定・受取変動(特例処理)	長期借入金	\$ 75,968	\$58,680	(注2)

注1:時価の算定方法 取引先金融機関から提示された価格によっております。

注2:金利スワップの特例処理によるものは、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) 2011年及び2012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並びに注記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以下の通りとなっております。なお、現金及び現金同等物、定期預金、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	
	2011		2012		2012	
	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	¥ 4,441	¥ 4,484	¥ 4,802	¥ 4,830	\$ 58,461	\$ 58,802
長期借入金	¥268,706	¥270,572	¥313,973	¥316,131	\$3,822,413	\$3,848,685

(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、2011年3月31日終了の連結会計年度が449百万円、2012年3月31日終了の連結会計年度が402百万円(4,894千米ドル)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
	2011	2012	2012
退職給付債務	¥(15,593)	¥(15,881)	\$(193,340)
年金資産	8,614	9,540	116,143
未積立退職給付債務	(6,979)	(6,341)	(77,197)
未認識数理計算上の差異	—	—	—
退職給付引当金	¥ (6,979)	¥ (6,341)	\$ (77,197)

**(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
	2011	2012	2012
勤務費用	¥ 830	¥ 792	\$ 9,642
利息費用	288	294	3,579
期待運用収益	(152)	(170)	(2,070)
数理計算上の差異の費用処理額	134	(205)	(2,496)
その他(注)	—	238	2,898
退職給付費用	¥1,100	¥ 949	\$11,553

注:「その他」は、確定拠出年金への掛金(支払額)であります。

**(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	2011	2012
割引率	2.0%	2.0%
期待運用収益率	2.0%	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

**15. 資産除去債務**

2011年及び2012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	2012	2012
期首残高(注1)	¥16,564	¥12,653	\$154,042
有形固定資産の取得に伴う増加額	1,281	434	5,284
時の経過による調整額	714	322	3,920
資産除去債務の履行による減少額	(5,320)	(265)	(3,226)
その他増加額(減少額)(注2)	(586)	(2)	(25)
期末残高	¥12,653	¥13,142	\$159,995

注1:2011年3月31日終了の連結会計年度の「期首残高」は「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残高であります。

注2:「その他増加額(減少額)」の主なものは為替変動による増減額及び見積の変更による増減額であります。

**16. のれん**

2011年及び2012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	2012	2012
期首残高	¥108,123	¥101,362	\$1,234,015
のれん計上額	(1)	—	—
のれん償却額	(6,760)	(6,760)	(82,298)
期末残高	¥101,362	¥ 94,602	\$1,151,717

## 17. リース取引

2012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
2013年	¥ 3,626	\$ 44,144
2014年以降	14,447	175,883
合計	¥18,073	\$220,027

### (b) 貸手側

3月31日終了の連結会計年度	百万円	千米ドル
2013年	¥ 78	\$ 950
2014年以降	169	2,057
合計	¥247	\$3,007

## 18. 偶発債務

当社及び連結子会社は2012年3月31日現在、関連会社等の負債31,075百万円(378,318千米ドル)に対し、債務保証を行っております。

## 19. キャッシュ・フロー計算書における追加情報(重要な非資金取引)

共同支配企業であるIchthys LNG Pty Ltdへの現物出資により同社に承継した資産及び負債の主な内訳は、以下の通りとなっております。

2012年3月31日終了の連結会計年度	百万円	千米ドル
流動資産	¥ 534	\$ 6,501
固定資産	34,218	416,582
資産合計	34,752	423,083
流動負債	478	5,819
負債合計	¥ 478	\$ 5,819

## 20. セグメント情報等

### 2011年及び2012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	百万円							調整額(a)	連結財務諸表 計上額(b)
	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			
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	

2012年3月31日終了の 連結会計年度	百万円							調整額(a)	連結財務諸表 計上額(b)
	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			
外部売上高	¥113,662	¥483,187	¥ 84,325	¥500,033	¥ 5,525	¥1,186,732	¥ —	¥1,186,732	
売上高合計	113,662	483,187	84,325	500,033	5,525	1,186,732	—	1,186,732	
セグメント利益(損失)	24,607	299,599	47,076	354,136	(5,518)	719,900	(10,542)	709,358	
セグメント資産	260,596	445,735	515,537	198,987	67,929	1,488,784	1,577,614	3,066,398	
その他の項目									
減価償却費	18,485	12,775	8,503	6,550	374	46,687	1,339	48,026	
のれんの償却額	—	—	—	—	(193)	(193)	6,953	6,760	
持分法適用会社への 投資額	—	49,156	—	6,860	9,606	65,622	—	65,622	
有形固定資産及び無 形固定資産の増加額	¥ 35,954	¥ 27,146	¥ 519	¥ 10,388	¥ 2,956	¥ 76,963	¥ 2,106	¥ 79,069	

2012年3月31日終了の 連結会計年度	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	\$1,383,760	\$5,882,481	\$1,026,601	\$6,087,570	\$ 67,263	\$14,447,675	\$ —	\$14,447,675
売上高合計	1,383,760	5,882,481	1,026,601	6,087,570	67,263	14,447,675	—	14,447,675
セグメント利益(損失)	299,574	3,647,419	573,119	4,311,371	(67,178)	8,764,305	(128,342)	8,635,963
セグメント資産	3,172,583	5,426,528	6,276,321	2,422,535	826,990	18,124,957	19,206,404	37,331,361
その他の項目								
減価償却費	225,043	155,527	103,518	79,742	4,553	568,383	16,302	584,685
のれんの償却額	—	—	—	—	(2,350)	(2,350)	84,648	82,298
持分法適用会社への 投資額	—	598,441	—	83,516	116,947	798,904	—	798,904
有形固定資産及び無 形固定資産の増加額	\$ 437,716	\$ 330,485	\$ 6,318	\$ 126,467	\$ 35,987	\$ 936,973	\$ 25,640	\$ 962,613

(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

3月31日終了の連結会計年度	百万円		千米ドル
	2011	2012	2012
原油	¥557,911	¥ 726,223	\$ 8,841,283
天然ガス(LPGを除く)	334,650	404,735	4,927,380
LPG	21,597	24,330	296,202
その他	28,922	31,444	382,810
合計	¥943,080	¥1,186,732	\$14,447,675

**地域ごとの情報**  
売上高

2011年3月31日終了の連結会計年度	百万円	
	日本	¥573,132
アジア・オセアニア	346,717	
その他	23,231	
合計	¥943,080	

2012年3月31日終了の連結会計年度	百万円	千米ドル
	日本	¥ 591,215
アジア・オセアニア(シンガポールを除く)	420,184	5,115,462
シンガポール	135,759	1,652,776
その他	39,574	481,787
合計	¥1,186,732	\$14,447,675

(注) 売上高は最終仕向地及び販売先を基準とし、国又は地域に分類しております。

有形固定資産

2011年3月31日現在	百万円	
日本	¥211,088	
オーストラリア	96,500	
その他	72,274	
合計	¥379,862	

2012年3月31日現在	百万円	千米ドル
日本	¥229,889	\$2,798,746
オーストラリア	77,981	949,367
その他	75,828	923,155
合計	¥383,698	\$4,671,268

**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、254,542百万円は単一の顧客グループに対する売上高であります。

2012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、245,942百万円(2,994,181千米ドル)は単一の顧客グループに対する売上高であります。

**21. 関連当事者との取引**

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。

2012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 (千米ドル)	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)	(千米ドル)
Ichthys LNG Pty Ltd	オーストラリア連邦 西オーストラリア州	\$482,700	オーストラリア連邦 西オーストラリア州 沖合WA-37-R 鉱区における 石油・天然ガスの パイプラインを通じた 輸送事業及び 液化・販売事業(注3)	間接 76.00%	役員の兼任、 出資	現物出資(注1) 承継資産 合計	¥34,752	\$423,083
						承継負債 合計	478	5,819
						金銭の貸付 (注2)	¥38,062	\$463,380

注1: 現物出資の詳細については、注記22の企業結合等関係に記載しております。  
注2: 金銭の貸付については、貸付利率は市場金利を勘案して合理的に決定しております。  
注3: 生産ライセンスの取得により、本鉱区の登録がWA-50-Lに変更となります。

## 22. 企業結合等関係

2012年3月31日終了の連結会計年度における企業結合等関係は以下の通りです。

### 1. 共通支配下の取引等

#### 取引の概要

##### (a) 結合当事企業の名称及びその事業の内容

結合当事企業：インベックス西豪州ブラウズ石油株、INPEX Holdings Australia Pty Ltd、INPEX Ichthys Pty Ltd及びINPEX Operations Australia Pty Ltd

事業の内容：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(注)における石油・天然ガスの探鉱・開発

##### (b) 企業結合日

2011年7月1日

##### (c) 企業結合の法的形式

インベックス西豪州ブラウズ石油株を現物出資会社とし、INPEX Holdings Australia Pty Ltdを被現物出資会社とする現物出資及び、INPEX Holdings Australia Pty Ltdを現物出資会社とし、INPEX Ichthys Pty Ltd及びINPEX Operations Australia Pty Ltdを被現物出資会社とする現物出資。

##### (d) 結合後企業の名称

INPEX Holdings Australia Pty Ltd、INPEX Ichthys Pty Ltd及びINPEX Operations Australia Pty Ltd

##### (e) 取引の目的を含む取引の概要

当社の連結子会社であるインベックス西豪州ブラウズ石油株が開発準備作業を進めておりますオーストラリア連邦西豪州沖合WA-37-R鉱区(注)に位置するイクシスプロジェクトについて、効率的な資金調達や事業の運営等を目的に、豪州新設会社の設立と資産移転を伴う事業再編を行いました。

#### 実施した会計処理の概要

「企業結合に関する会計基準」(企業会計基準第21号 平成20年12月26日)及び「企業結合会計基準及び事業分離等会計基準に関する適用指針」(企業会計基準適用指針第10号 平成20年12月26日)に基づき、共通支配下の取引として処理しております。

注：生産ライセンスの取得により、本鉱区の登録がWA-50-Lに変更となります。

### 2. 共同支配企業の形成

#### 取引の概要

##### (a) 結合当事企業の名称及びその事業の内容

結合当事企業：INPEX Holdings Australia Pty Ltd及びIchthys LNG Pty Ltd

事業の内容：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(注)における石油・天然ガスのパイプラインを通じた輸送事業及び液化・販売事業

##### (b) 企業結合日

2011年7月1日

##### (c) 企業結合の法的形式

INPEX Holdings Australia Pty Ltdを現物出資会社とし、Ichthys LNG Pty Ltdを被現物出資会社とする現物出資。

##### (d) 結合後企業の名称

Ichthys LNG Pty Ltd

##### (e) 取引の目的を含む取引の概要

当社の連結子会社であるインベックス西豪州ブラウズ石油株が開発準備作業を進めておりますオーストラリア連邦西豪州沖合WA-37-R鉱区(注)に位置するイクシスプロジェクトについて、効率的な資金調達や事業の運営等を目的に、豪州新設会社の設立と資産移転を伴う事業再編を行いました。

##### (f) 共同支配企業の形成と判定した理由

株主であるINPEX Holdings Australia Pty Ltd及びTOTAL E&P Holding Ichthys社はIchthys LNG Pty Ltdを共同で支配する旨の株主間協定を締結しており、その他支配関係を示す一定の事実は存在しないことから、共同支配企業の形成と判定しております。

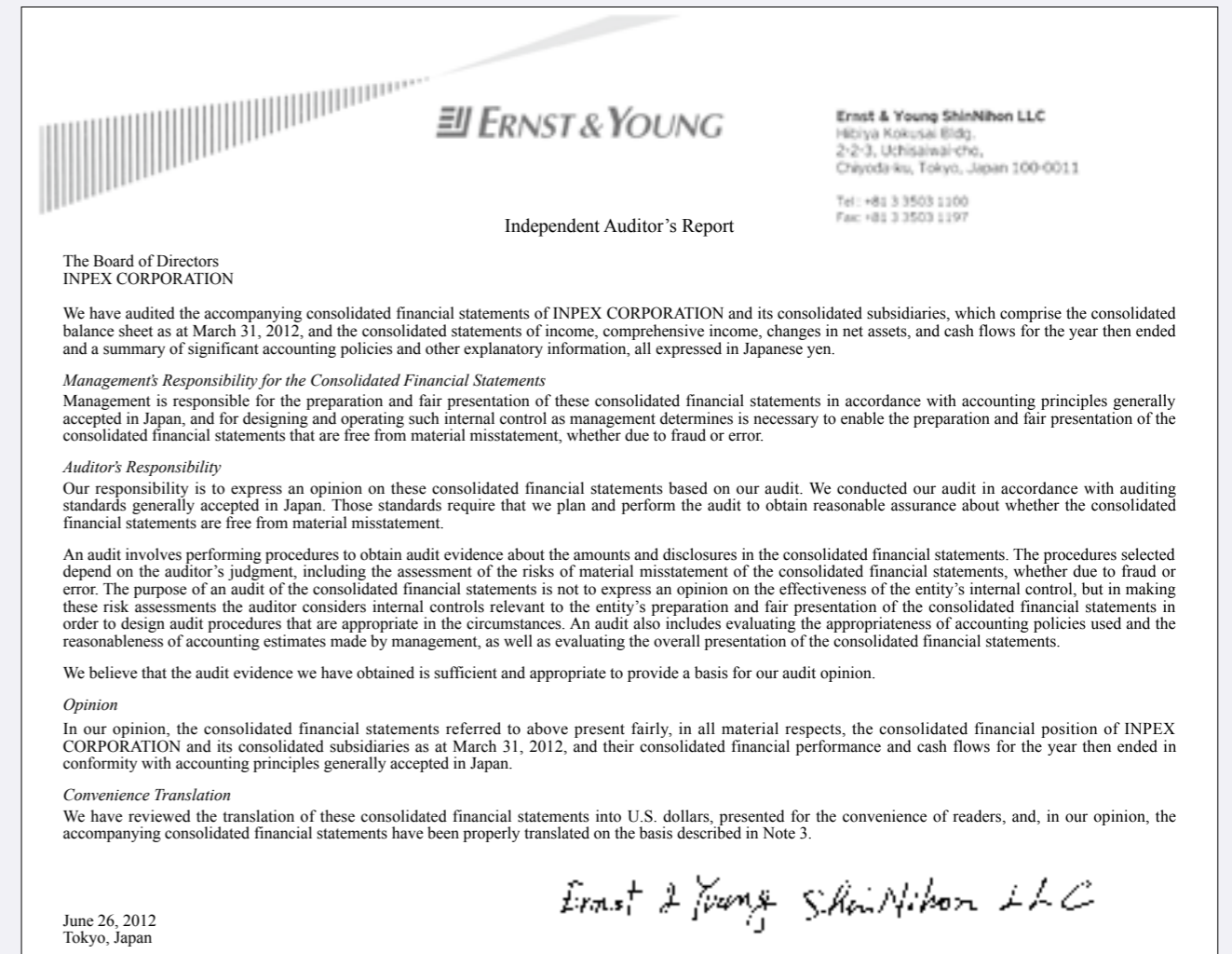
#### 実施した会計処理の概要

「企業結合に関する会計基準」(企業会計基準第21号 平成20年12月26日)及び「企業結合会計基準及び事業分離等会計基準に関する適用指針」(企業会計基準適用指針第10号 平成20年12月26日)に基づき、共同支配企業の形成として処理しております。

注：生産ライセンスの取得により、本鉱区の登録がWA-50-Lに変更となります。

## 独立監査人の監査報告書

掲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連結財務諸表、すなわち、2012年3月31日現在の円表示の連結貸借対照表及び2012年3月31日をもって終了した年度の円表示の連結損益計算書、連結包括利益計算書、連結株主資本等変動計算書、連結キャッシュ・フロー計算書、連結財務諸表作成のための基本となる重要な事項、その他の説明情報について監査を行った。

#### 連結財務諸表に対する経営者の責任

経営者の責任は、我が国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連結財務諸表を作成し適正に表示すること、及び、不正又は誤謬による重要な虚偽表示のない連結財務諸表を作成し適正に表示するために経営者が必要と判断した内部統制を整備及び運用することにある。

#### 監査人の責任

我々の責任は、我々が実施した監査に基づいて、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、我が国において一般に公正妥当と認められる監査の基準に準拠して監査を行った。監査の基準は、我々に連結財務諸表に重要な虚偽表示がないかどうかについて合理的な保証を得るために、監査計画を策定し、これに基づき監査を実施することを求めている。

監査においては、連結財務諸表の金額及び開示について監査証拠を入手するための手続が実施される。監査手続は、我々の判断により、不正又は誤謬による連結財務諸表の重要な虚偽表示のリスクの評価に基づいて選択される。財務諸表監査の目的は、内部統制の有効性について意見表明するためのものではないが、我々は、リスク評価の実施に際して、状況に応じた適切な監査手続を立案するために、連結財務諸表の作成と適正な表示に関連する内部統制を検討する。また、監査には、経営者が採用した会計方針及びその適用方法並びに経営者によって行われた見積りの評価も含め全体としての連結財務諸表の表示を検討することが含まれる。

我々は、意見表明の基礎となる十分かつ適切な監査証拠を入手したと判断している。

#### 監査意見

我々は、上記の連結財務諸表が、我が国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、国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社の2012年3月31日現在の財政状態並びに同日をもって終了する連結会計年度の経営成績及びキャッシュ・フローの状況をすべての重要な点において適正に表示しているものと認める。

#### 便宜的換算

我々は、これらの連結財務諸表の米ドルへの換算を検証した。これは読者の便宜のために表示されているものである。我々の意見では、添付の連結財務諸表は注記3に述べられている方法により適切に換算が行われている。

新日本有限責任監査法人  
2012年6月26日



## 連結子会社および関連会社

2012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)	163,690	100.00%	オーストラリア連邦WA-285-P鉱区ほかにおける石油・天然ガスの探鉱・開発
INPEX Ichthys Pty Ltd	802,688 (千米ドル)	100.00%	オーストラリア連邦イクシスガス・コンデンセート田(WA-50-L鉱区)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/東チモール共同石油開発地域JPDA06-105鉱区における石油・天然ガスの探鉱・開発・生産・販売
インベックス南西カスピ海石油(株)	53,594	51.00%	アゼルバイジャン共和国ACG油田における石油の探鉱・開発・生産・販売
インベックス北カスピ海石油(株)	50,680	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
帝石エル・オール石油(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%	リビア113-3&4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・ポリバル共和国コバ・マコヤ鉱区及びグアリコオリエンタル鉱区における石油・天然ガスの探鉱・開発・生産・販売
Teikoku Oil(North America) Co., Ltd.	16,593 (千米ドル)	100.00%	アメリカ合衆国における石油資源の探鉱・開発・生産・販売
インベックスカナダ石油(株)	18,520	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
帝石スリナム石油(株)	5,157	55.62%	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

会社名	資本金(百万円)*	議決権の所有	主要な事業の内容
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
帝石プロバングス(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30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LNGプロジェクトにおける天然ガスの探鉱・開発・生産・販売
Ichthys LNG Pty Ltd	482,700 (千米ドル)	76.00%	オーストラリア連邦イクシスガス・コンデンセート田からダーウィンの陸上LNGプラントまでの海底パイプラインの敷設及びLNGプラントの建設事業
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ジ鉱区における石油・天然ガスの探鉱・開発への事業資金供給等
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ジ鉱区における石油・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。

## 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2012年6月27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ない、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「P138 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疇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、コンデンセート、LPG及び天然ガスの推定埋蔵量及び予想埋蔵量は、「P138 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とが必要であり、探鉱により有望な資源を発見した場合でも、生産に至るまでの開発段階においては、生産施設の建設費用等の多額の費用と長期に亘る期間が必要となります。このため、探鉱及び開発投資から生産及び販売による資金の回収までには10年以上の長い期間を要することになります。中でも、当社が現在推進しているイクシス及びアパディの2つの大型LNGプロジェクトの開発には巨額な投資が必要であり、経済金融情勢の変化によっては資金調達の内容に影響を及ぼす可能性があります。資源の発見後、生産及び販売開始までの開発過程において、

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もとに蓄積したノウハウ及び技術力が結集し、当社グループは高い操業能力を有することとなったと考えています。

当社グループは、経営資源の有効活用やノンオペレーターのプロジェク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。

2011年11月、当社の持分法適用関連会社であるインベックス北カンボス沖石油株式会社(出資比率37.5%)の子会社であるFrade Japão Petróleo Limitada(以下、「FJPL社」といいます。)が約18.3%の権益を保有するフラージ鉱区近傍の海上において油膜が広がっていることが確認されました。同鉱区のプロジェクトのオペレーターであるChevron Brasil Upstream Frade Ltda.(以下、「シェブロン社」といいます。)によれば、同社を中心に緊急対応プランの適用により、発見から4日間で原因となった坑井のコントロールを行い、その坑井の廃坑(井戸にセメントを充填し井戸を封じる作業)に成功しており、その後も油のしみ出し、状況のモニタリングを続けていますが、油のしみ出しはその封じ込め作業も功を奏してほぼ収束しており、油の海岸への漂着や海中生物への影響は確認されていないとのことです。

さらにシェブロン社は2012年3月に、2011年11月の油のしみ出しとは別の場所からの小規模な新たな油のしみ出しを確認したため、すぐに油漏れを封じる措置を講じており、シェブロン社によれば2012年3月に確認された油のしみ出しによる油の漏洩量は約1バレルに過ぎないとのことです。またシェブロン社及びFJPL社を含むパートナー各社は、地域一帯における地質的特性を確認し原因究明のための包括的な技術的スタディーを行う間の予防的措置としてフラージ鉱区の生産を一時停止する申請を行い、2012年3月16日より生産を停止しています。

2011年11月及び2012年3月の油のしみ出しに関連して、それぞれブラジル当局などからオペレーターのシェブロン社などに対し損害賠償、操業の停止等を求める複数の訴訟提起その他通知等が行われています。そのうちの1つとしてブラジル連邦検察当局から、シェブロン社などに対し2011年11月及び2012年3月の事故についてそれぞれ200億リアル(約8,000億円。1リアル≒40円。)の損害賠償を求める訴訟が提起されていますが、シェブロン社はこれらの損害賠償の請求には根拠が認められないという趣旨の見解を公表しています。FJPL社を含む当社グループはこれらのいずれの訴訟等についても直接の当事者とはなっていませんが、これらの訴訟等の結果としてシェブロン社が賠償金、和解金その他の金銭的負担をするようになった場合には、フラージ鉱区における共同操業協定に基づきFJPL社が権益保有分の負担を求められる可能性があり、また、操業の停止の訴えが認められた場合には、長期間の操業の停止による損失等が発生する可能性があります。現時点で当該事故についての関係者間の責任の範囲は明らかになっておらず当社グループ業績への影響を合理的に見積もることはできません。なお、今回の事故に関連して、FJPL社を含む当社グループを直接の当事者とする訴訟

は2012年6月27日現在確認していませんが、今後、ブラジル政府機関や私人その他から当社グループに対して民事上、刑事上又は行政上の手続を含む法的手続がとられた場合には、当社グループに損失

が生じたり、当社グループのブラジルにおける事業活動等が影響を受けたりする可能性があります。

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

(1) 油価、天然ガス価格の変動が業績に与える影響  
油価並びに海外事業における天然ガス価格の大部分は国際市況により決定され、また、その価格は国際的又は地域的な需給、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。

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。

## 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

(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・利益が増加します。

一方、当社グループは必要資金の借入にあたり、外貨建て借入を行っており、外貨建借入金は、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、当社は一部が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) 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賅っており、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。

## 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、2012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47%、中東・アフリカ地域が約36%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かる契約においては、鉱区期限が定められているのが通例であります。当社グループの主要事業地域であるインドネシア共和国マハカム沖鉱区におけるプロジェクトの生産分与契約の期限は、当初は1997年3月30日でしたが、1991年に延長が認められ、現在では2017年12月31日となっています。また、ADMA鉱区におけるコンセッション契約に基づく鉱区権益の期限は、2018年3月8日(ただし、上部ザクム油田は2026年3月8日まで延長されています。)となっています。当社グループでは、これらの契約の再延長に向けてパートナーとともに努力する方針ですが、再延長されない場合や再

延長に際し契約条件が不利に変更された場合には、当社グループの業績に悪影響を及ぼす可能性があります。また、再延長された場合でも、その時点における残存可採埋蔵量は減少することが見込まれています。当社グループでは、これに代替し得る鉱区権益の取得を図っていますが、代替し得る油・ガス田の鉱区権益を十分取得できない場合には、当社グループの業績に悪影響を及ぼす可能性があります。さらに、現在探鉱中の鉱区においても契約に探鉱期間が設定されており、鉱区内において商業化の可能性がある原油・天然ガスの存在を確認している場合であっても、当該期間終了までに開発移行の決定ができない場合などにおいては、産油国政府との協議により当該期間の延長、猶予期間の設定などに向けて努力する方針ですが、かかる協議が不調に終わった場合には、当該鉱区からの撤退を余儀なくされる可能性があります。また、一般に、契約につき、一方当事者に重大な違反があるときには、契約期限の到来前に他方当事者から契約解除をすることができるのが通例ですが、これら主要事業地域における契約においても同様の規定が設けられています。当社グループにおいては、そのような事態はこれまで発生したことはなく、今後についても想定しておりませんが、もし契約当事者に重大な契約違反があった場合には、期限の到来前に契約が解除される可能性があります。

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

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。

### (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。

## 6. 国との関係について

### (1) 当社と国との関係

2012年6月27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はありません。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%の株式を保有しています。同株式は2005年4月1日付で解散した石油公団が保有していたものを、同公団の解散に伴い経済産業大臣が承継したものです。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。答申においては企業価値の成長を念頭に置きながら、適切なタイミングで市場を通じて株式を売却することが肝要とされています。また、2011年12月2日に施行された「東日本大震災からの復興のための施策を実施するために必要な財源の確保に関する特別措置法」(以下、「復興財源確保法」といいます。))の附則第13条第1項第2号の規定においては、エネルギー政策の観点を踏まえつつ、その保有の在り方を見直すことによる処分の可能性について検討するとされています。このため、今後経済産業大臣は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

前述の「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いることに加え、「復興財源確保法」の規定による検討の結果如何では、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日に清算結了)、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ます。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ることに加え、「復興財源確保法」の規定による検討の結果如何では、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。

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2008年経済産業省告示第220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。

## 9. 兼任社外取締役について

当社の取締役会は現在16名の取締役に構成されていますが、うち5名は社外取締役であります。

社外取締役5名のうち4名は、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。

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

### (2) 甲種類株式のリスク

甲種類株式は、外国資本による経営支配等の可能性を排除しつつ、経営の効率性・柔軟性を不当に阻害しないよう、必要最小限の措置として発行されたものでありますが、甲種類株式に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。

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、競業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業避止義務、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、上記4名の社外取締役を含む全取締役から、これらの点を確認する「誓約書」を受理しています。

# 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」に準拠しています。

2012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9億8,131万バレル、天然ガスの確認埋蔵量  
は7兆7,930億立方フィート、合計で24億3,247万boeとなっていま  
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												
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)
前年度分調整	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	—
前年度分調整	—	—	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
2011年3月31日現在	15	611	87	1,678	210	—	583	—	3	162	899	2,451
連結対象会社分												
2011年3月31日現在	15	611	85	1,208	210	—	404	—	0	162	715	1,980
拡張及び発見	—	—	190	5,364	—	—	—	—	—	—	190	5,364
買収及び売却	—	—	—	—	—	—	(2)	—	—	—	(2)	—
前年度分調整	2	87	2	181	(13)	—	1	—	0	59	(7)	327
期中生産量	(1)	(47)	(23)	(243)	(9)	—	(31)	—	(0)	(26)	(64)	(316)
2012年3月31日現在	16	651	255	6,509	188	—	371	—	0	195	831	7,354
持分法適用関連会社分												
2011年3月31日現在	—	—	2	470	—	—	179	—	3	0	184	471
拡張及び発見	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
買収及び売却	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
前年度分調整	—	—	1	(9)	—	—	(7)	—	(0)	0	(6)	(9)
期中生産量	—	—	(0)	(22)	—	—	(26)	—	(2)	(0)	(27)	(23)
2012年3月31日現在	—	—	2	439	—	—	147	—	1	0	150	439
<b>確認埋蔵量</b>												
2012年3月31日現在	16	651	257	6,947	188	—	518	—	1	195	981	7,793
<b>確認開発埋蔵量</b>												
連結対象会社分												
2012年3月31日現在	16	651	48	776	37	—	371	—	0	87	473	1,514
持分法適用関連会社分												
2012年3月31日現在	—	—	2	413	—	—	147	—	1	0	150	413
<b>確認未開発埋蔵量</b>												
連結対象会社分												
2012年3月31日現在	—	—	207	5,732	152	—	—	—	108	358	5,840	—
持分法適用関連会社分												
2012年3月31日現在	—	—	0	25	—	—	—	—	—	0	25	—

(注) 1 当社は SEC 開示基準に基づき、当社確認埋蔵量の 15% 以上を占める国における当社の確認埋蔵量を開示しています。2012年3月31日時点、当社がオーストラリアに保有する確認埋蔵量は、原油が約 1 億 9,650 万バレル、天然ガスが約 5 兆 3,389 億立方フィート、合計で約 11 億 9,163 万 boe となっています。  
2 以下の鉱区及び油田の確認埋蔵量(2012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%) / 米州 コバ・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」に準拠しています。

将来キャッシュ・フローの算定は、確認埋蔵量から算定される将来生産量及び期中の月初油・ガス価平均価格を使用しています。将来の開発費は一定の油価、及び現在の経済、操業、規制状況が継続することを前提としています。将来の法人税は、将来の税引前キャッシュ・フローに対し既存の法令に基づいた税金を条件として算定さ

れています。また、年間割引率は10%を使用しています。

2011年3月31日及び2012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83.15円、82.14円を使用しています。

なお、本情報は米国財務会計基準審議会が定める規則に従って算定されており、経済的な価値が潜在的な埋蔵量を考慮していないこと、一律で設定される割引率10%を使用していること、油価は常時変化することから、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キャッシュ・フローの現在価値の当社としての見通しを示すものではありません。

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
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	¥ 1,049,657	¥ 154,495	¥ 507,017	¥ 315,103	¥ 58,671	¥ 14,370

(注) 1 以下の鉱区及び油田には、少数株主に帰属する金額が含まれています。  
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 コバ・マコヤ鉱区(30%)

2012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	¥ 12,233,012	¥ 841,649	¥ 6,370,993	¥ 1,585,214	¥ 3,399,632	¥ 35,524
将来の産出原価及び開発費	(3,931,090)	(161,211)	(2,427,986)	(378,658)	(940,940)	(22,295)
将来の法人税	(4,804,117)	(242,127)	(1,921,324)	(267,983)	(2,370,085)	(2,597)
割引前の将来純キャッシュ・フロー	3,497,805	438,311	2,021,683	938,573	88,606	10,632
年間割引率10%	(2,253,957)	(219,401)	(1,445,374)	(538,165)	(47,863)	(3,153)
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	1,243,848	218,910	576,308	400,408	40,743	7,478
<b>持分法適用関連会社分</b>						
将来キャッシュ・インフロー	1,495,119	—	105,683	—	1,379,368	10,069
将来の産出原価及び開発費	(456,429)	—	(56,512)	—	(394,701)	(5,216)
将来の法人税	(954,555)	—	(20,714)	—	(932,820)	(1,021)
割引前の将来純キャッシュ・フロー	84,136	—	28,457	—	51,846	3,832
年間割引率10%	(29,669)	—	(11,663)	—	(17,761)	(246)
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	54,466	—	16,794	—	34,086	3,586
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	¥ 1,298,314	¥ 218,910	¥ 593,103	¥ 400,408	¥ 74,829	¥ 11,065

(注) 1 以下の鉱区及び油田には、少数株主に帰属する金額が含まれています。  
ユーラシア ACG 油田(49%)、カシャガン油田(55%) / 米州 コバ・マコヤ鉱区(30%)

	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	
<b>連結対象会社分</b>							
期首割引現在価値(2011年4月1日)	¥1,049,657	¥154,495	¥ 487,140	¥ 315,103	¥ 37,278	¥ 6,656	¥ 48,986
変動要因:							
産出された油・ガスの販売または移転	(648,701)	(32,415)	(270,764)	(61,107)	(144,052)	(2,498)	(137,864)
油ガス価及び生産単価の純増減	874,831	108,573	(12,363)	179,668	370,315	(2,130)	230,767
発生した開発費	115,751	836	30,591	59,592	14,074	108	10,550
将来の開発費の変動	(116,174)	2,649	(123,979)	16,381	(3,522)	(2,129)	(5,573)
埋蔵量の変動	177,545	11,602	323,612	(115,612)	(2,592)	7,315	(46,780)
時間の経過による増加	89,588	13,717	35,257	32,490	3,716	468	3,940
法人税の変動	(323,253)	(38,653)	16,145	(22,266)	(229,239)	(275)	(48,964)
拡張及び発見、産出技術の改良	91,841	—	96,623	—	(4,782)	—	—
その他	(12,771)	(1,894)	(5,953)	(3,840)	(453)	(36)	(595)
期末割引現在価値(2012年3月31日)	¥1,298,314	¥218,910	¥ 576,308	¥ 400,408	¥ 40,743	¥ 7,478	¥ 54,466

(注) 1 以下の鉱区及び油田には、少数株主に帰属する金額が含まれています。  
 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・バウル鉱区 (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。

### 2012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。2012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7億3,436万バレル、天然ガスの推定埋蔵量は6兆385億立方フィート、

合計で18億2,308万boeとなっています。また、2012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1億1,484万バレル、天然ガスの予想埋蔵量は2兆6,923億立方フィート、合計で6億2,165万boeとなっています。

2012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)	3	155	347	102	86	693	41	734
天然ガス (Bcf)	114	5,748	—	—	87	5,949	89	6,038

2012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)	—	98	2	5	3	108	6	115
天然ガス (Bcf)	—	2,653	—	—	38	2,691	2	2,692

(注) 1 MMbbls: 百万バレル  
 2 Bcf: 十億立方フィート  
 3 米州の原油・コンデンセート・LPGの推定埋蔵量にはピチューメンの埋蔵量が含まれています。

## 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。

2012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251.2千バレル、天然ガス生産量は日量927.7百万立方フィート、原油・天然ガス合計で日量426.2千boeとなっています。同事業年度より、天然ガスから原油への換算方法を変更しています。

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<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	3.8
アジア・オセアニア	40.4	36.5	44.7	47.7	65.1	62.5
ユーラシア (欧州・NIS)	47.9	54.5	24.8	26.9	27.9	25.0
中東・アフリカ	82.3	80.7	81.0	73.3	73.0	84.3
米州	0.1	0.4	2.7	5.5	2.3	0.1
小計	174.7	177.0	158.1	158.0	172.2	175.7
持分法適用関連会社分	67.8	64.6	65.1	60.4	67.4	75.4
合計	242.5	241.5	223.2	218.3	239.6	251.2
年間生産量 (百万バレル)	88.5	88.4	81.5	79.7	87.5	91.9

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<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	127.6
アジア・オセアニア	865.8	845.7	842.8	880.5	836.0	665.0
ユーラシア (欧州・NIS)	—	—	—	—	—	0.0
中東・アフリカ	—	—	—	—	—	0.0
米州	57.5	81.6	82.3	86.9	81.1	72.4
小計	1,051.1	1,088.8	1,090.0	1,122.6	1,045.9	865.0
持分法適用関連会社分	—	—	—	—	56.6	62.7
合計	1,051.1	1,088.8	1,090.0	1,122.6	1,102.5	927.7
年間生産量 (十億立方フィート)	383.6	398.5	397.8	409.7	402.4	339.5

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<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	27.7
アジア・オセアニア	184.7	177.4	185.1	194.5	204.4	189.5
ユーラシア (欧州・NIS)	47.9	54.5	24.8	26.9	27.9	25.0
中東・アフリカ	82.3	80.7	81.0	73.3	73.0	84.3
米州	9.7	14.0	16.4	20.0	15.8	13.1
小計	349.8	358.4	339.7	345.1	346.5	339.7
持分法適用関連会社分	67.8	64.6	65.1	60.4	76.8	86.5
合計	417.7	423.0	404.9	405.4	423.3	426.2
年間生産量 (原油換算百万バレル)	152.5	154.8	147.8	148.0	154.5	156.0

## 石油・天然ガス用語

### ■一次エネルギー

石炭、石油、天然ガス、薪(まき)、水力、原子力、風力、潮流、地熱、太陽エネルギーなど自然から直接採取されるエネルギーを一次エネルギーと言う。

### ■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を指す。採取された原油は、粘性に応じてピチューメン、あるいは超重質油と呼ばれる。

▶参照:ジョスリン オイルサンドプロジェクト P.69

### ■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、作業遂行に必要なすべての事項の権利義務について合意しておく必要があり、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ぶ。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る。

### ■確認埋蔵量(かくにんまいぞうりょう)

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(a)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もとで、将来にわたり合理的な確実性をもって回収することが可能である原油・天然ガスの数量(estimated quantities)とされる。

▶参照:埋蔵量の区分イメージ P.36

### ■可採年数(かさいねんすう)

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。

### ■コア

いろいろな調査を目的として掘削中の坑井において地下の地層から採取される円柱状の岩石サンプル。通常、コア掘りにより採取される。

▶参照:地層コアの写真 P.13

### ■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 年に創設された。

### ■コンセッション契約

産油国政府・国営石油会社などから契約または認可により鉱業権(日本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)が石油会社に直接付与される契約。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する。

▶参照:契約形態ごとの会計処理 P.98-99

### ■コンデンセート(超軽質原油)

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ぶ。

### ■再生可能エネルギー

石炭、石油など将来枯渇が予測される化石燃料に対し、太陽、風力、水力、海洋、バイオマスなど地球上で繰り返し生じる自然現象のなかから得られるエネルギーの総称。枯渇の心配がなく、また大気汚染も起こさないエネルギー源として、その利用技術の開発が行われている。

### ■試掘井(しくつせい)

まだ知られていない油層を探し当てるために掘られる坑井。なお、これにより新たに発見された油層の広がりなどを確かめ、油層の全体像を把握するための坑井を探掘井と言う。

### ■シェールガス

非在来型天然ガスの一種。在来型天然ガスと言われる従来のガス田の場合と異なり、硬いシェール(頁岩)層に含まれているガスを指す。水平坑井を掘削し、水圧破砕法によってシェール層へ人工的にガス採取用の割れ目を作りガスを採掘する。近年はこれらの採掘技術の進歩などにより特に北米地域においてシェールガス生産量が飛躍的に向上している。

### ■推定埋蔵量(※当社)

(すいていまいぞうりょう)

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)の支援のもとに策定した基準(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る。

▶参照:埋蔵量の区分イメージ P.36

### ■生産分与契約(PS契約)

(せいさんぶんよけいやく)

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、コストの回収分および報酬を生産物で受け取ることを内容とする契約。

▶参照:契約形態ごとの会計処理 P.98-99

### ■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る。

### ■二次エネルギー

一次エネルギー源を転換および加工することによって得られる電力、都市ガス、コークスなどを二次エネルギーと言う。

### ■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)。

### ■非在来型天然ガス

(ひざいらいがたてんねんがす)

通常の油田・ガス田以外から生産される天然ガス。すでに一部では商業生産が行われているもの(タイトサンドガス、炭層メタン、バイオマスガス、シェールガス)、および今後商業生産が期待されるもの(メタンハイドレート、地球深層ガスなど)を含む。

### ■ブレント原油(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ブレント油田から採鉱される硫黄分の少ない軽質油。

### ■フローティングLNG

(フローティング・エル・エヌ・ジー)

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船に直接出荷する開発方式。

▶参照:フローティングLNGとは? P.54

### ■ランプ・サム契約

工事や作業の請負契約において、固定的な総額を合意して成立する契約。実際にかかる費用に一定の料金を加算した金額を支払うことをあらかじめ約束するコスト・プラス・フィー契約と区別される。

### ■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。

▶参照:掘削リグの写真 P.75

### ■ロイヤリティ

地下鉱物の所有者(たと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)を言う。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る。現金のほか、現物で支払われることもある。

### ■FPSO(エフ・ピー・エス・オー)

Floating Production, Storage and Offloading system(沖合生産・貯油出荷施設)のことで、生産される原油やコンデンセートを設備内のタンクに貯め、そこから直接輸送タンカーへの積出を行う設備。

### ■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、CO<sub>2</sub>などの不純物を除去した後、超低温(マイナス162度)に冷却し、液化されたもの。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る。

### ■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・常圧下では気体だが、加圧や冷却により液化する。

## 編集後記

昨年(2011年)の年次報告書に対しては、読者の皆さまから多くのコメントやアドバイスをいただきありがとうございました。今年の報告書では、いただいたご意見を踏まえ、質・量ともにさらなるステップアップを目指し、豊富な情報量を分かりやすく伝えられるよう努力しました。特に経営トップからのメッセージ(▶P.22-)、および特集イグニスLNGプロジェクト(▶P.45-)は、関係部協力のもと、関係者一丸となって編集しましたので是非お読みください。

経営企画本部 広報・IRユニット IRグループ



経営トップからのメッセージ・インタビュー風景



## 索引・単位換算

### 財務・経理関係

11年間の主要財務情報	96-97
MD&A(経営陣による財政状態および経営成績の検討と分析)	101-112
キャッシュ・フロー関係	14-15, 96-97, 107, 112
財務ハイライト	14-15, 16
資金調達	29, 44, 106
投資計画	28-29, 37, 44
当社特有の会計処理	98-
配当・株主還元	14-15, 16, 29, 96-97
連結子会社および関連会社	128-129
連結キャッシュ・フロー計算書	112
連結財務諸表の注記	113-
連結損益計算書	110
連結貸借対照表	108-109

### 非財務情報関係

沿革	32-33
ガスサプライチェーン	27, 40, 73
株価	14
代表取締役からのご挨拶	20-21
経営トップからのメッセージ	22-30
事業トピックス	18-19
生産量	14-15, 17, 26, 37, 41, 58, 63, 66, 68, 71, 141
生産量指標	17, 41
石油・天然ガスの需要見通し	38
戦略、経営計画(中長期ビジョン)	28-29, 42-43
組織	29, 42-43, 145
強み・特徴	40
同業他社比較	40-41
ビジネスモデル	36-37
プロジェクト数	34-35, 56-57
マーケット環境	38-39
埋蔵量	14-15, 17, 36, 41, 58, 63, 66, 68, 71, 138-140
埋蔵量指標	17, 41

### プロジェクト関係

ACG油田(アゼルバイジャン)	65
ADMA鉱区(アラブ首長国連邦(UAE))	67, 83
BTCパイプラインプロジェクト	65, 83
アパディLNGプロジェクト(インドネシア)	18, 27, 54, 61
イクシスLNGプロジェクト(豪州)	19, 26-27, 45-53, 61, 77, 79, 80, 81, 83
ヴァンゴッホ油田、ラベンスワース油田(豪州)	60
カシャガン油田(カザフスタン)	64
カナダ シェールガスプロジェクト(カナダ)	18, 69
キタン油田(チモール海共同開発地域)	18, 62
コバ・マコヤ、グアリコ・オリエンタル鉱区(ベネズエラ)	70, 83
コンゴ沖合鉱区(コンゴ民主共和国)	67, 83
ジョスリン オイルサンドプロジェクト(カナダ)	69
タングーLNGプロジェクト(インドネシア)	60
地熱	18, 25, 74
直江津LNG受入基地	72, 73, 80
バユ・ウングンプロジェクト(チモール海共同開発地域)	62, 83
プレリウドFLNGプロジェクト(豪州)	19, 27, 54, 62
マハカム沖合鉱区(インドネシア)	59, 83
南長岡ガス田	32, 72, 82
南ナトゥナ海B鉱区(インドネシア)	59
メキシコ湾周辺鉱区(米国、メキシコ)	70

### ESG関係(環境・社会・ガバナンス)

CSR活動	30, 76-84
HSE関係	77-81
IRイベント	91
株主総会	90
環境対応	80-81
甲種類株式	89, 136-137
コーポレート・ガバナンス	30, 86-94
コンプライアンス	90
災害発生頻度	17, 78
事業等のリスク	39, 130-137
従業員数	84
地域社会貢献	82-83
取締役および監査役への報酬	88
役員一覧(取締役・監査役・執行役員)	92-94

## 単位換算

原油	天然ガス	販売ガス	LPG	LNG
1kl≒6.29bbl	1cf≒1,000 Btu*			
1トン≒7.4bbl	10億m <sup>3</sup> ≒700千トン(LNG)	1m <sup>3</sup> ≒37.32cf	1トン≒10.5bbl(原油)	1トン≒8.8bbl(原油) ≒1,400m <sup>3</sup> (天然ガス) ≒53百万Btu*
1bbl≒6,000cf(天然ガス)	100百万cf/日≒700千トン/年(LNG)			
100千bbl/日≒4百万トン/年(LNG)	1兆cf≒1百万トン×20年(LNG)(20百万トン)			

(注) 単位換算値は概算値です。本アナニュアルレポートに記載の生産量・埋蔵量で使用の換算値とは異なる場合があります。また、取引や証明に使用できる精度を保証していません。  
\*英国熱量単位

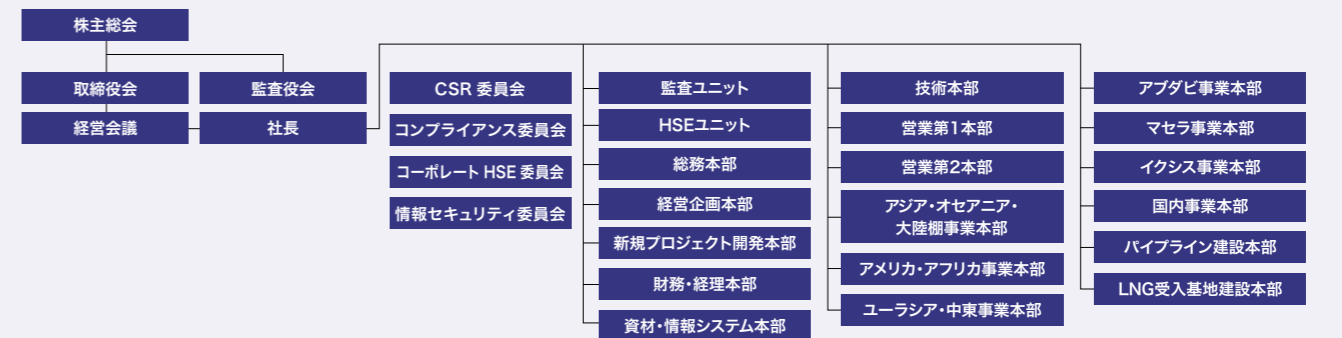
## 会社情報

2012年3月31日現在

## 会社データ

<b>社名</b>	国際石油開発帝石株式会社 (英: INPEX CORPORATION)	<b>住所</b>	〒107-6332 東京都港区赤坂5-3-1 赤坂Bizタワー
<b>設立</b>	2006年4月3日	<b>従業員数</b>	2,146名(連結)
<b>資本金</b>	2,908億983万5,000円	<b>事業内容</b>	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 (2012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	38,335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。

### 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	164,760	4.5
日本トラスティ・サービス信託銀行株式会社(信託口)	138,627	3.8
三菱商事株式会社	134,500	3.7
ザ チェース マンハッタン バンク エヌエイ ロンドン エスエル オムニバス アカウント	117,846	3.2
JXホールディングス株式会社	109,527	3.0
日本マスタートラスト信託銀行株式会社(信託口)	108,455	3.0
ジェービー モルガン チェース バンク 380055	104,860	2.9
ステート ストリート バンク アンド トラスト カンパニー	69,983	1.9

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。

### 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)	114	547,264	15.0
証券会社	70	50,263	1.4
その他国内法人	429	757,412	20.7
経済産業大臣 <sup>注2</sup>	1	692,307	18.9
外国法人等	669	1,496,698	41.0
個人その他	37,051	106,949	2.9
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。

### ホームページ

当社ホームページでは、投資家の皆さまに財務諸表や最新トピックスなど、IRに関する情報を提供しています。

[inpx.co.jp/](http://inpx.co.jp/)

### お問い合わせ

IR(投資家情報)に関するお問い合わせ、本アナニュアルレポートへのご意見・ご感想は、下記までお願いいたします。  
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  
ホームページ: [inpx.co.jp/ir/inquiries](http://inpx.co.jp/ir/inquiries)

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

▶ [inpex.co.jp](http://inpex.co.jp)



Developing Stable Energy

