

# JAPEX

石油資源開発株式会社

2013年3月期



Annual Report 2013

## 経営理念

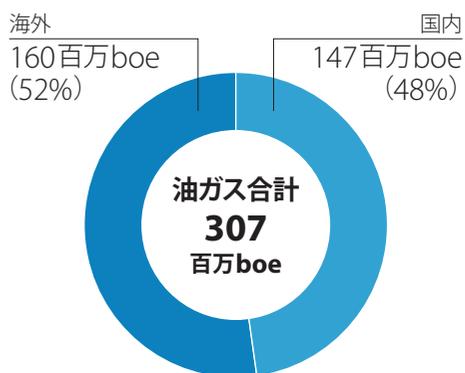
**私たちは、エネルギーの安定供給を通して、地域社会への貢献を実現することを使命とします。**

- ・国内外において、石油・天然ガスの探鉱・開発・生産・販売に取り組みます。
- ・当社国内インフラ基盤を活用したガスサプライチェーンに、LNGを加えてさらに強化します。
- ・当社の技術と知見を活かした新技術開発を行い、事業化します。
- ・すべてのステークホルダーとの信頼を最優先とし、企業としての持続的な発展と企業価値の最大化を図ります。

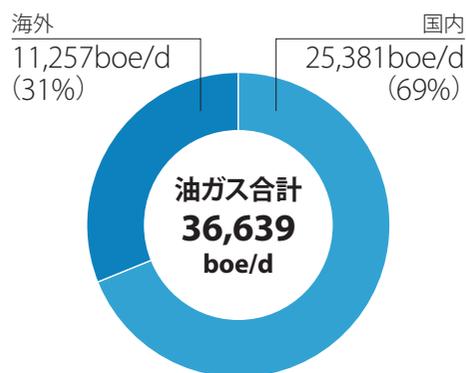
## プロフィール

当社は、石油資源開発株式会社法に基づく日本政府主導の特殊会社として1955年12月に創立されました。石油及び天然ガスの自給率向上を主目的として国内で油ガス田を探鉱・開発するとともに、海外においても事業を展開しました。その結果、埋蔵量ゼロの出発から順次新規油ガス田の発見を重ね、経営基盤を確立しました。1967年、石油開発公団の設立に際して同公団の事業本部として編入されましたが、1970年4月に同公団から分離し、民間会社として再出発（設立）しました。2003年12月には東京証券取引所市場第一部に上場し、今日に至っています。

**確認埋蔵量** (2013年3月末)



**生産量** (2013年3月期/日量)



注1 原油には、ピチューメン(オイルサンド層から採取される超重質油)を含んでいます。  
boe: barrels of oil equivalent  
boe/d: barrels of oil equivalent per day (原油換算日量/バレル)  
注2 上記埋蔵量・生産量は当社グループの経済的取分相当量です。

## Contents

企業紹介.....	01	事業の概況	事業等のリスク.....	29
石油天然ガス事業の流れ.....	02	E&P*事業.....	企業の社会的責任(CSR).....	31
財務ハイライト.....	03	国内E&P.....	コーポレート・ガバナンスの状況....	33
株主及び投資家の皆さまへ.....	05	海外E&P.....	財務セクション.....	37
特集		確認埋蔵量.....	主な連結子会社及び	
・カナダオイルサンドプロジェクト		天然ガス事業の	持分法適用関連会社.....	75
・2つのLNGプロジェクト.....	09	グローバルインテグレーション..	会社概要.....	76
	10	技術研究開発.....		

\* E&P: Exploration and Production (石油天然ガスの探鉱・開発・生産・販売)

# 石油天然ガス事業の流れ

当社は、国内外において石油・天然ガスの探鉱から開発、生産、輸送、販売までを行っています。

## 鉱区権益の取得（上流）

- ・情報収集
- ・事前調査
- ・鉱区権益の取得



本社及び海外事務所において、有望案件を発掘すべく専門のデータベースや情報サービスの活用、石油会社による権益の情報交換を目的としたスカウトミーティングなどを通じ、各種情報収集を絶えず行います。

投資対象とする権益については、文献や購入資料に基づく技術的評価及び対象地域に関する法制や政治経済面での安定性、立地条件などについて事前調査を行います。さらに、事業の経済性や資金規模につき検討を重ね、リスク分散のための共同事業者選定などの戦略も検討します。

鉱区権益の取得は、国際入札や相対交渉などにより行われますが、限られた時間の中で投資対象の適格性を調査するデューデリジェンス\*を着実に行うことが重要となります。

\* デューデリジェンス：投資対象の適格性を把握するために価値・収益力・リスクなどを詳細に調査・分析する調査活動

## 探鉱（上流）

- ・地質調査
- ・物理探査
- ・試掘、探掘
- ・埋蔵量の評価



地下に眠る石油や天然ガスを探し出す探鉱の第一歩は、地質・地表調査から始まります。対象地域に出て地質状況を調べるとともに、地層の岩石サンプルなどを採取し、その中に含まれている化石や石油、天然ガスの根源岩や貯留岩としての性質などについて分析を行います。

物理探査は、地下の構造を物理的な手段を用いて調べることであり、最も有力なものは地震探査です。陸上または海上で人工的に振動を起こし、地下からの反射波を測定し、その測定データをコンピューターで処理・解析することにより地質構造を把握します。

地質情報の解析結果を基に、有望と目される地点の石油や天然ガスの賦存状況を探査するため試掘を行います。石油や天然ガスを発見した場合、その油ガス層の広がりや形状、生産能力の把握や開発移行の可否を評価するために、さらに周辺部に数坑の探掘井を掘削、埋蔵量の規模などを確認し、商業生産の可否を総合的に判断します。

## 開発・生産（上流）

- ・基本設計
- ・生産井の掘削
- ・生産施設の建設
- ・油ガスの生産



試掘や探掘により得られた情報に基づく油ガス層の評価により、商業規模の埋蔵量があると判断した場合、開発に向けて基本設計を行い、それに基づき生産井の掘削を行うとともに、石油及び天然ガスの処理・貯蔵・輸送など各施設を建設し、生産を開始します。

原油や天然ガスを生産する段階では、生産井から産出する油ガスをセパレーターで原油と天然ガスに分離し、圧力の調整などを行います。

天然ガスは、季節及び時間帯により大きく変動する顧客側の需要状況に合わせて、需給バランスを管理しながら生産します。

生産された原油は、生産施設内にあるタンクに貯蔵します。

## 輸送・販売（中流・下流）

- ・輸送、供給の開始
- ・油ガスの販売開始



国内外で生産された天然ガスは、パイプラインを利用して電力会社や産業用需要家などに販売供給しています。

天然ガスパイプラインが整備されていない地域へは、液化した天然ガス(LNG)を、タンクローリーや鉄道タンクコンテナを利用したサテライト供給方式により、主に都市ガス事業者に販売しています。

国内外で生産された原油は、タンカーによる海上輸送やタンクローリー、パイプラインなどによる陸上輸送を経て、主に石油精製会社や商社に供給、販売しています。

# 財務ハイライト

石油資源開発株式会社及び連結子会社  
3月31日に終了した連結会計年度

	ご参考					百万円	千米ドル <sup>*1</sup>
	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2013
<b>会計年度:</b>	(予想) <sup>*2</sup>						
売上高	¥232,692	<b>¥ 231,086</b>	¥ 230,638	¥ 199,651	¥ 179,752	¥ 202,127	<b>\$2,458,361</b>
売上原価	171,721	<b>172,075</b>	174,359	144,919	125,467	134,447	<b>1,830,585</b>
探鉱費	9,184	<b>13,086</b>	7,805	9,798	10,396	15,352	<b>139,212</b>
販売費及び一般管理費	32,066	<b>32,017</b>	33,426	31,084	30,769	32,237	<b>340,606</b>
営業利益	20,722	<b>13,906</b>	15,045	13,849	13,119	20,090	<b>147,936</b>
当期純利益(△損失)	21,511	<b>△ 865<sup>*3</sup></b>	17,027	10,010	17,939	12,560	<b>△ 9,202<sup>*3</sup></b>
<b>会計年度末:</b>							
総資産	—	<b>¥ 525,172</b>	¥ 532,890	¥ 516,098	¥ 521,009	¥ 500,444	<b>\$5,586,936</b>
純資産	—	<b>403,625</b>	406,773	393,689	398,747	378,227	<b>4,293,882</b>
長期借入金	—	<b>24,197</b>	26,198	26,898	24,471	25,325	<b>257,414</b>
						円	米ドル <sup>*1</sup>
<b>1株当たり情報:</b>							
1株当たり純資産	—	<b>¥6,691.58</b>	¥6,869.27	¥6,743.83	¥6,839.05	¥6,486.85	<b>\$ 71.18</b>
1株当たり当期純利益(△損失)	376.39	<b>△15.14</b>	297.92	175.16	313.88	219.77	<b>△ 0.16</b>
1株当たり配当金(年間)	50.00	<b>40.00</b>	40.00	40.00	40.00	40.00	<b>0.42</b>
<b>その他データ:</b>							
従業員数(人)	—	<b>1,747</b>	1,743	1,728	1,735	1,678	<b>1,747</b>

\*1 米ドル金額は、2013年3月29日現在の概算為替相場である1米ドル=94円で換算しています。

\*2 P.03~04における予想は、2013年5月10日発表に基づいたものです。

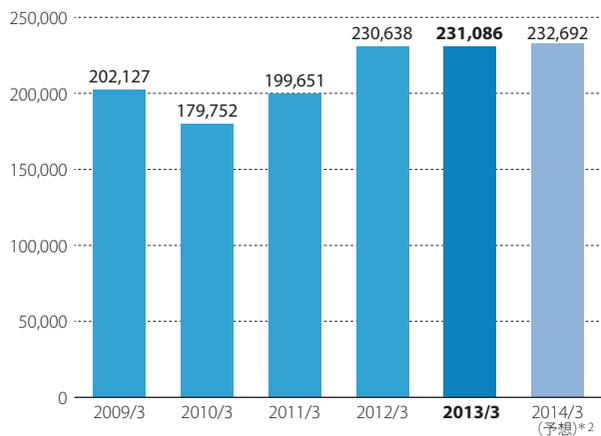
\*3 2013年3月期は、北海道勇払油ガス田に係る事業用資産の減損損失を計上しました。

## 見通しに関する注意事項

本アニュアルレポートに掲載されている石油資源開発株式会社の現在の計画、見通し、戦略その他の歴史的事実でないものは、将来の業績に関する見通しであり、これらは、現在入手可能な情報から得られた当社の経営者の判断に基づいています。実際の業績は、様々な要因により、これら業績見通しとは大きく異なる結果となり得ることをご承知おきください。実際の業績に影響を与える重要な要素には、日本経済の動向、原油価格や為替レートの変動、並びに急速な技術革新と規制緩和の進展等があります。なお、業績に影響を与え得る要因はこれらに限定されるものではありません。

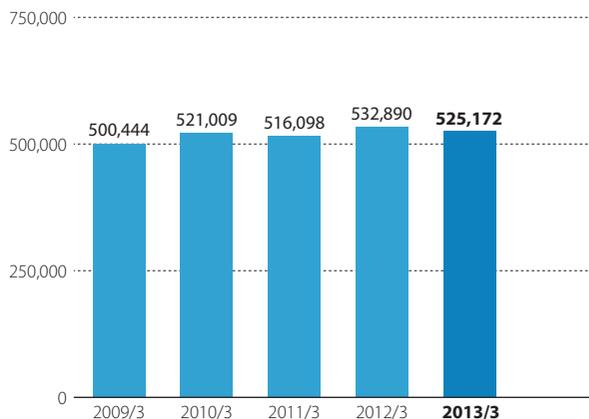
## 売上高

(百万円)



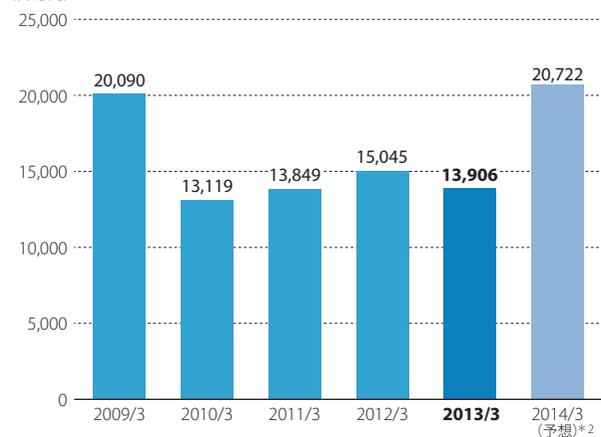
## 総資産

(百万円)



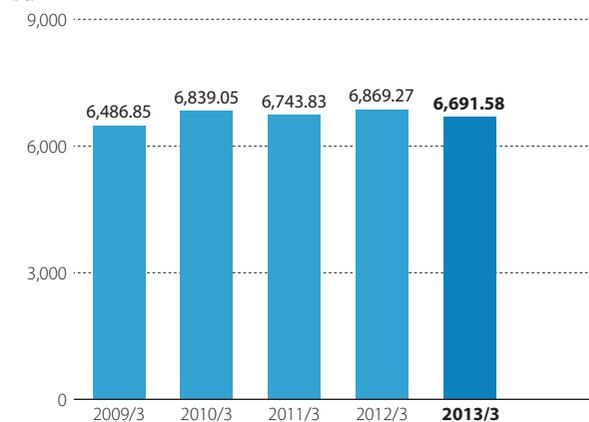
## 営業利益

(百万円)



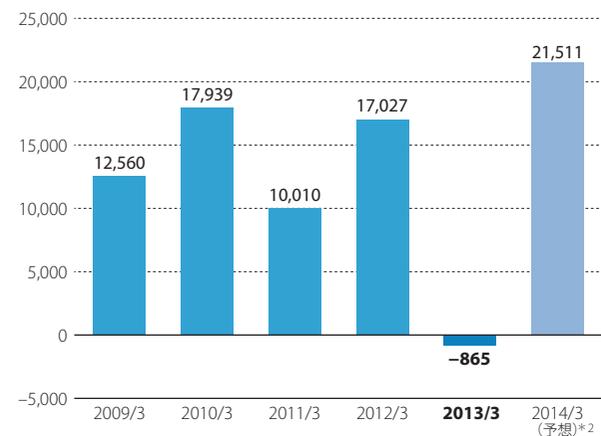
## 1株当たり純資産

(円)



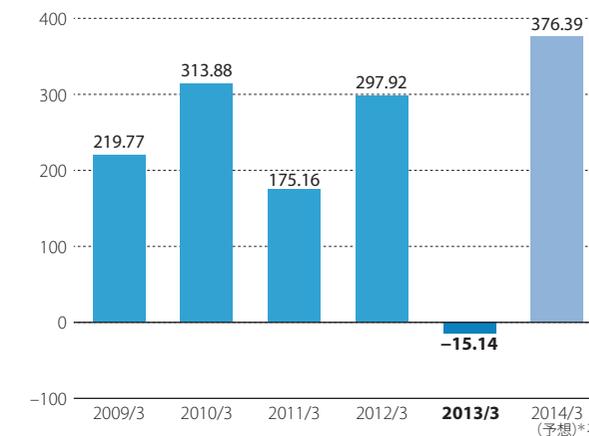
## 当期純利益(損失)

(百万円)



## 1株当たり当期純利益(損失)

(円)



# 株主及び投資家の皆さまへ

株主及び投資家の皆さまへ



代表取締役社長 代表執行役員

渡辺 修

## 2013年3月期における事業環境と経営成績について

### 事業環境

2013年3月期における我が国経済は、東日本大震災からの復興需要等により、夏場にかけて回復に向けた動きがみられた後、世界経済の減速等を背景として輸出や生産が減少するなど景気は弱含みとなったものの、期末には緩やかな持ち直しの動きがみられております。

原油CIF価格<sup>\*1</sup>は、期初時点で1バレル120ドル台の高水準にありましたが、7月には100ドル台まで下落しました。その後は再び上昇に転じ、115ドル台となりましたが、以降は110ドル台前半で緩やかに推移しております。

為替相場は、前期に引き続き期初から1ドル80円前後の円高水準で推移しましたが、12月には一転して円安傾向が顕著となり、期末には90円台後半まで進行いたしました。この結果、当社グループの原油販売価格は、期中平均では前期に比べ若干上昇いたしました。

<sup>\*1</sup> 原油CIF価格とは、運賃や保険料を含んだ通関ベースの原油価格です。  
CIF: Cost, Insurance and Freight

一方、天然ガスについては、東日本大震災後、依然として発電用燃料としての液化天然ガス(LNG)の需要が高まりを見せるなか、その他産業用ガスや民生用ガス向けの調達においても、とりわけ価格面での厳しい状況は変わらず、さらに、供給インフラ整備を巡る動きが進行していることから、市場環境は当社グループにとって予断を許さない状況にありました。

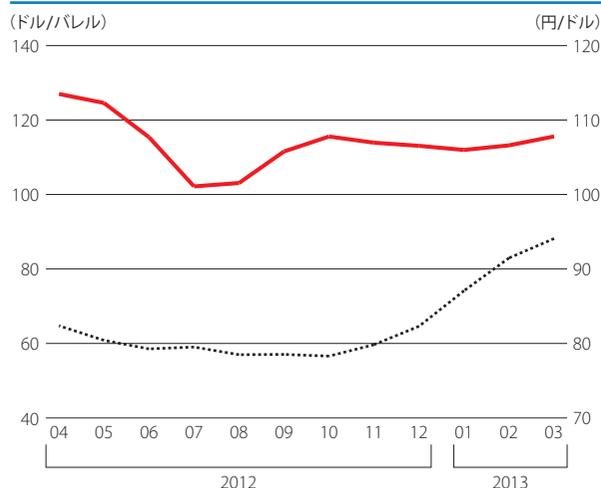
### 経営成績

このような状況のもとで、当社グループは、社会生活に不可欠なエネルギーの長期安定供給を目指して、生産、輸送の安全操業に努めるほか、国内外における効率的な探鉱・開発に全力を注いでまいりました。当期における売上高は、前期比4億円増収の2,310億円となりました。営業利益は、国内及び海外での探鉱費が増加したことなどにより、前期比11億円減益の139億円となりました。

一方当期は、特別損失として、北海道・勇払(ゆうふつ)油ガス田に係る事業用資産の減損損失<sup>\*2</sup>を370億円計上したこと等により前期比178億円の減益となり、8億円の当期純損失を計上することとなりました。

<sup>\*2</sup> 2012年10月26日付のプレスリリースをご参照ください。

### 原油CIF価格と為替の推移 (2012年4月～2013年3月)



— 原油CIF価格 (左軸) ... 為替 (右軸)

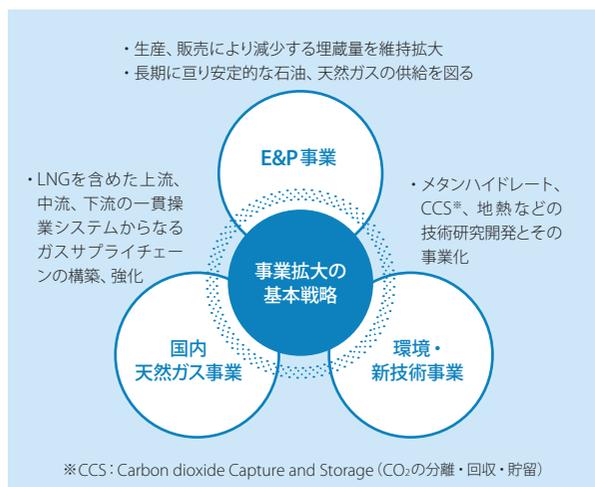
	2012/3	2013/3	増減
売上高	230,638	<b>231,086</b>	0.2%
営業利益	15,045	<b>13,906</b>	△7.6%
当期純利益(△損失)	17,027	<b>△865</b>	—
純資産	406,773	<b>403,625</b>	△0.8%
総資産	532,890	<b>525,172</b>	△1.4%
自己資本比率	73.7%	<b>72.8%</b>	—

## 中期事業計画の進捗状況

当社は2011年5月に、2012年3月期から2016年3月期までの5年間を対象期間とした中期事業計画<sup>\*3</sup>を発表し、その中で「E&P事業<sup>\*4</sup>」、「国内天然ガス事業」、「環境・新技術事業」の3つを事業拡大の柱に掲げ、これらを着実に進めているところです。

<sup>\*3</sup> 2011年5月13日付のプレスリリースをご参照ください。

<sup>\*4</sup> E&P: Exploration and Production (石油天然ガスの探鉱・開発・生産・販売)



第1の柱である「E&P事業」では、探鉱・開発投資の海外シフトを通じて生産量と埋蔵量の拡充を図ることとしております。海外では、インドネシアのカングアン鉱区TSBガス田(テラン・ガス田)において、2012年5月末に天然ガスの商業生産を開始いたしました。カナダのオイルサンド事業においては、同年12月に、現在の日量6~7千バレルの生産規模を最大3万バレルに拡張する開発投資の最終投資決定をいたしました。また、カナダのブリティッシュ・コロンビア州においてシェール



ガス権益を新たに取得し、2018年末頃の日本へのLNG輸出を目指しております。イラクのガラフ油田においては、2013年8月31日(現地時間)に原油の生産を開始いたしました。

他方、国内では、北海道・勇払油ガス田と新潟県・片貝(かたかい)ガス田の周辺において探掘井を掘削し、いずれも当期中、原油・天然ガスの産出テストにおいて成功をおさめました。

## E&P事業の3つのステップ

### ステップ1: 投資の海外シフト

探鉱・開発投資にかかる今後の海外への投資比率

約60%

2012/3~2016/3



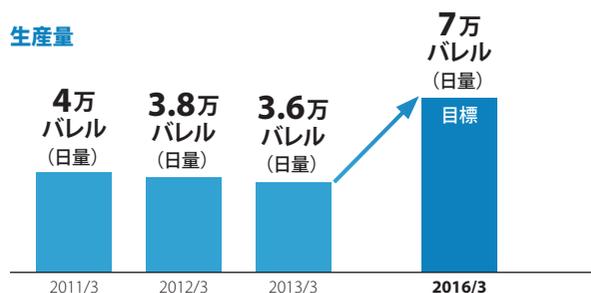
約30%

2007/3~2011/3

### ステップ2: 生産量の増加

カナダ・イラク等のプロジェクトの着実な生産移行と収益拡大

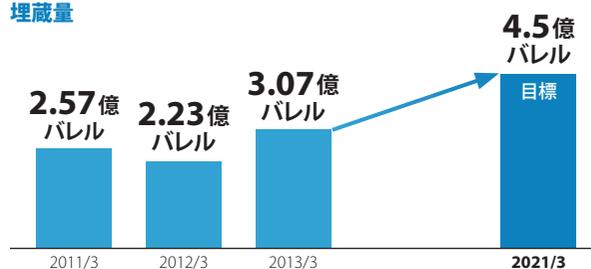
生産量



### ステップ3: 埋蔵量の拡充

生産量の増加から得られる収益の再投資を通じ拡充

埋蔵量



注1 上記生産量・埋蔵量は原油換算。

注2 上記生産量・埋蔵量は当社グループの経済的取分相当量。

第2の柱である「国内天然ガス事業」では、現在、福島県相馬港でのLNG基地建設(2018年運転開始目標)に向けた事業化を検討中です。この基地を通じて新潟・仙台間パイプラインなどの当社既存インフラと上述のカナダ産LNGを含む海外LNGの輸入を結びつけることにより、当社の収益基盤である天然ガスの上流から下流に至る一貫供給体制は、さらに強固なものとなります。日本海側と太平洋側からの相互の供給が可能となれば、災害時に対応できるネットワークともなります。

第3の柱である「環境・新技術事業」では、その取り組みのひとつである日本政府主導のメタンハイドレート開発技術研究に関し、2013年1月末にスタートした第1回海洋産出試験(ガス生産実験)において、当社はオペレーター業務を受託し、世界初となる同実験において中核的な役割を果たしました。

2013年3月期は、純国産エネルギーである地熱発電についても進展があり、約10年後の運転開始を目指し、北海道標津(しべつ)町において地熱発電の事業化に向けた構造試験井の掘削に着手することといたしました。

CCSについても、引き続き政府のプロジェクトへの積極的な参加を通じて、事業化に向けての技術や経験を蓄積してまいります。

## 2014年3月期の見通し

2014年3月期の売上高は、前期比16億円増収の2,326億円を予想しております。営業利益では、当期の勇払油ガス田の生産操業に係る事業用資産の減損損失計上による償却費の減少や、海外での探鉱費の減少を見込むことにより、前期比68億円増益の207億円となる見通しです。当期純損益では、当期における減損損失計上の反動によって2014年3月期は大幅な増益となり、前期比223億円改善の215億円の利益を見込んでおります。

## 株主及び投資家の皆さまへ

当社は、中期事業計画の着実な実行を通じて企業の持続的成長を図ることで、長期安定配当の維持、株主価値の向上に努めてまいりたいと考えております。また、持続的成長を続ける前提として、社会・環境に対する取り組み、HSE、コーポレート・ガバナンスを始めとするCSR活動が重要であることを認識し、その体系的な推進を図ることにより、地球環境や地域社会に貢献できる事業活動を行ってまいります。

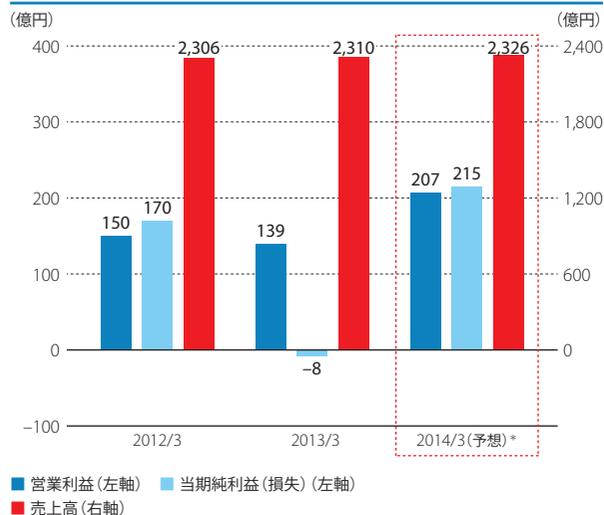
株主及び投資家の皆さまには、今後とも一層のご支援をお願い申し上げます。

2013年9月

代表取締役社長 代表執行役員

渡辺 修

## 2014年3月期 業績予想



\* 予想は、2013年5月10日発表に基づく

## 2014年3月期における 油価(原油CIF価格)・為替の前提条件

	2012/3 実績	2013/3 実績	2014/3 予想*
油価(ドル/バレル)	112.43	114.67	100.00
為替(円/ドル)	78.93	81.71	90.00

# カナダオイルサンドプロジェクト拡張開発 最終投資決定

当社は、2012年12月14日開催の取締役会において、カナダ・アルバータ州ハンギングストーン鉱区（以下、同鉱区）でのオイルサンド開発事業（以下、本事業）に関する最終投資決定を行いました。

当社連結子会社であるJapan Canada Oil Sands Limited（以下、JACOS）は、同鉱区、通称3.75セクション地域において、現在、日量6～7千バレルのビチューメン（オイルサンド層から採取される超重質油）を生産しています。本事業は、3.75セクション地域に隣接する地域における開発事業であり、75%の権益を保有するJACOS（オペレーター）と、25%の権益を保有するNexen Inc.（以下、Nexen）との共同事業です。2012年11月にアルバータ州政府からの開発事業許可を取得、基本設計作業を完了し、2016年の生産開始に向けて本格的な開発作業に着手しています。（→P.15）

本事業においては、投資及び技術リスクの低減の観点から、初期の生産挙動を見ながら順次生産を拡大する段階的開発を行う予定です。具体的には、初期開発においては日量約2万バレル規模のビチューメン生産を見込み、これを日量約3万バレル規模に拡大する施設増設の決定は、生産開始後に行うこととなります。生産期間は30年程度に亘り、3.75セクション地域において既に10年を超える適用経験を有するSteam-Assisted Gravity Drainage（SAGD）法を用いて操業を行います。

生産されたビチューメンは、コンデンセートなどの超軽質油で希釈し、重質油相当の希釈ビチューメンとして、主に米国の製油所に対しパイプラインを通じて販売することを計画しています。

本事業の初期開発に係る総投資額のうち、JACOS権益分（75%）としては約12億カナダドルであり、自己資金と借入金にて所要資金を賅う予定です。

## 本事業の概要

生産開始（予定）	2016年
生産量（予定）	生産量は、初期開発においては日量約2万バレル規模、その後、中央処理施設を拡張することにより最大日量約3万バレル規模。生産期間は30年程度。
本事業参加割合	JACOS 75%（オペレーター） Nexen 25%
投資額（初期開発）	JACOS負担分（75%）は約12億カナダドル
資金調達方法（初期開発）	自己資金と借入金
マーケティング	希釈ビチューメンとして主に米国製油所にパイプライン輸送にて販売する計画
政府許認可関係	2010年4月にアルバータ州政府（エネルギー資源保全委員会及び環境省）に開発許可申請を提出、2012年11月に開発事業許可を取得
本事業の位置づけ	当社は、1978年より国と経済界の支援を受けながら、カナダオイルサンド埋蔵地域におけるビチューメンの商業的生産手法について様々な実証実験を重ね、1999年からSAGD法を用いて生産操業を行ってきました。今回の開発の実現により、オイルサンド事業は当社の基幹事業分野のひとつとして大きな一歩を踏み出すこととなります。当社は、今後、本事業を礎にして、JACOSが保有するコーナー、チャードなど、周辺鉱区の開発の可能性も検討していく予定です。

## ハンギングストーン鉱区開発スケジュール



## 2つのLNGプロジェクト

### 相馬LNGプロジェクト

#### LNG受入基地の建設事業化を検討中

当社は、長年に亘り、日本海側の新潟県、山形県、秋田県で産出する国産天然ガス及び海外より受け入れるLNGの気化ガスを、新潟・仙台間、白石・郡山間などの当社パイプラインを通じて、また、鉄道タンクコンテナ・タンクローリーを使ったLNGのサテライト供給を通じて、それら各地域における発電用、都市ガス用、産業用などの需要家の皆さまに供給してきました。

福島県、宮城県、岩手県などの太平洋沿岸地域における今後の天然ガスの需要増に対応すべく、当社は現在、福島県新地町（相馬港）におけるLNG基地の建設、並びに本基地に受け入れたLNGの気化ガスを当社の新潟・仙台間パイプラインへ宮城県名取市で接続するためのパイプライン建設について、事業化（最終投資決定）に向けた検討を進めています。運転開始は2018年を目指しています。

### カナダシェールガス to LNGプロジェクト

#### 2018年末の生産開始、日本への輸出を目指す

2013年4月、当社はマレーシアの国営石油会社PETRONASとの間で正式契約を締結し、カナダ・プリティッシュ・コロンビア州で既に生産中のシェールガス鉱区の10%権益と、生産したシェールガスを液化（LNG）し輸出する事業の10%権益を取得しました。

今後増産される予定のシェールガスは、新設されるパイプラインで同州西海岸プリンス・ルパートまで輸送され、LNG化して輸出される計画です。当社は、2014年末にLNGプラント建設についての最終投資決定を行い（予定）、2018年末には生産を開始して、日本にLNGを輸入する予定です。現在事業化検討中の相馬LNG受入基地とその接続パイプライン、そして新潟・仙台間パイプラインなど、当社の既存パイプライン等のインフラと結びつけて販売することで、当社の収益基盤である天然ガスの一貫操業体制は、さらに強固なものとなります。

当社がカナダの豊富なシェールガスをLNGとして輸入することは、LNG調達先の多様化につながり、我が国のエネルギー需給改善の一翼を担うことにもつながります。



当社は、相馬LNG基地建設計画とカナダシェールガス to LNGプロジェクトの推進を通じて国内天然ガス事業の抜本的な強化を図ります。

## 事業の概況 E&P事業

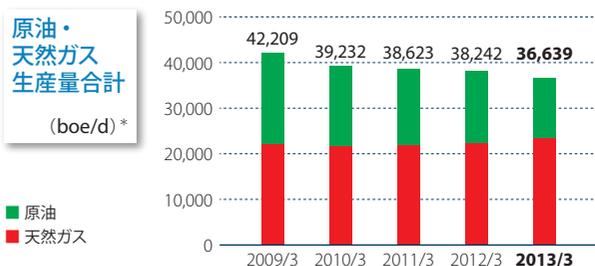


### 探鉱・開発の効率的実施と新規埋蔵量の発見

当社グループは探鉱・開発・生産・販売を事業の骨格としています。生産・販売により減少する埋蔵量を維持・拡大し、長期に亘り安定的な石油・天然ガスの供給体制の拡充を図ることは、当社グループの重要な課題です。これに対処するため、国内外において、有望プロジェクトの発掘に努め、効率的な探鉱・開発を実施することにより、新規埋蔵量の発見・確保を目指します。

### 原油・天然ガス生産量(日量)

2013年3月期の当社グループの生産量は、原油(ビチューメンを含む)・天然ガス合計(原油換算)で36,639boe/dでした。うち、原油(ビチューメンを含む)が13,321b/d、天然ガスが23,318boe/dでした。



注1 原油にはビチューメン(オイルサンド層から採取される超重質油)を含んでいます。  
注2 2013年3月期からは持分法適用関連会社分を含んでいます。

#### \* 換算係数及び単位

原油1kl = 6.29bbl

天然ガス1,033m<sup>3</sup> = 35.31thousand cubic feet

天然ガス1,033m<sup>3</sup> = 1kl of oil equivalent

boe/d : barrels of oil equivalent per day (原油換算日量バレル)

b/d : barrels per day (日量バレル)

kl/d : kiloliter per day (日量キロリットル)



イラク  
(株)ジャベックスガラブ (→P.16)



# 国内E&P

国内E&P

当社の国内油ガス田は、北海道、秋田県、山形県及び新潟県の陸海域に11カ所あります。

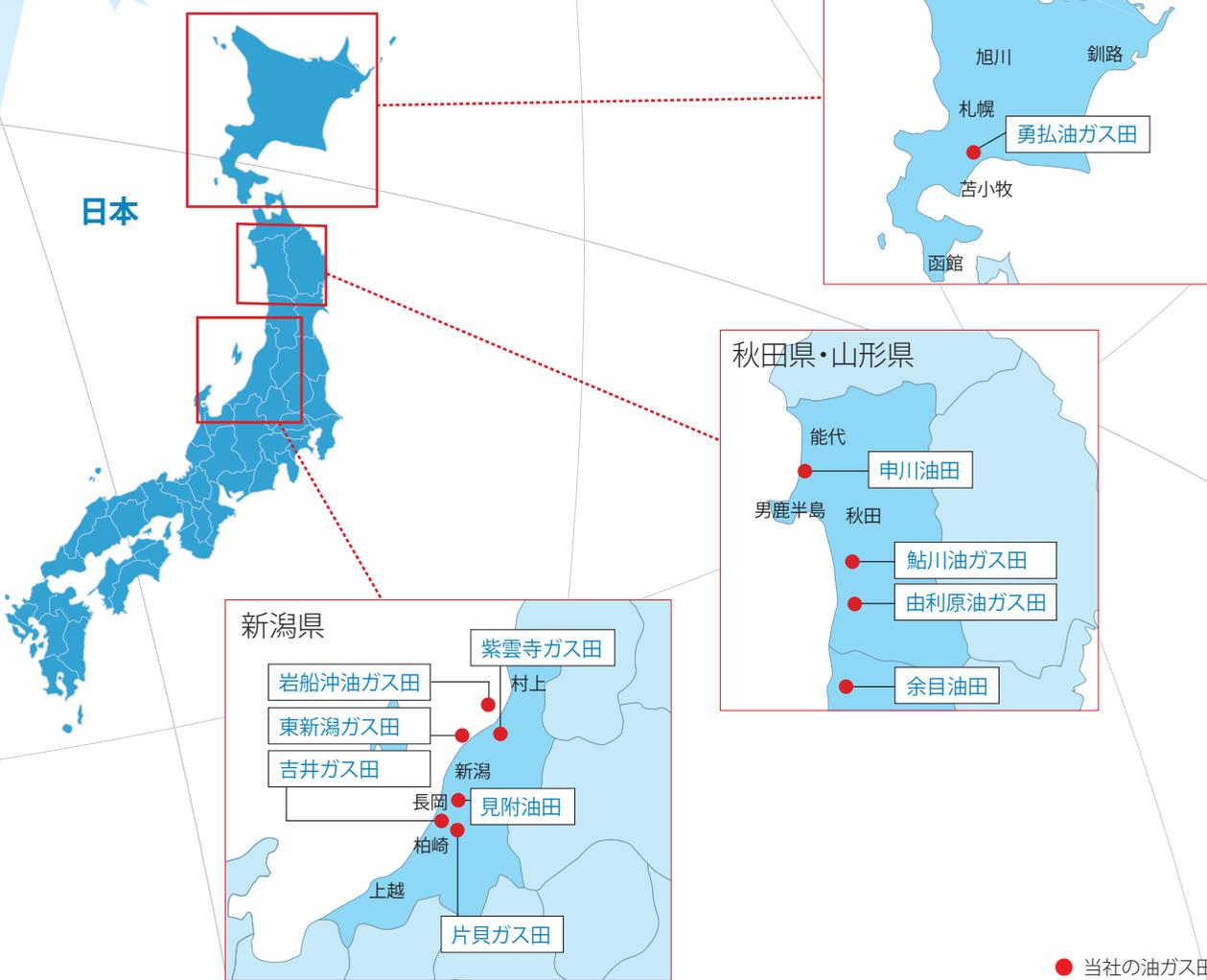
当社は、石油・天然ガスの埋蔵量の維持、拡大を図るため、北海道、秋田県及び新潟県を中心とする「大規模ガス埋蔵量の追加を目指した探鉱」と「既存油ガス田周辺での埋蔵量の拡大を指向した探鉱」を効率よく組み合わせるなど、計画的かつ積極的な探鉱・開発を実施しています。

## 探鉱・開発の実績及び計画 (日本海洋石油資源開発(株)を含む)

2013年3月期の日本国内での平均日産量は、原油・天然ガス合計で25,381boe/dでした。うち、原油が8,168b/d、天然ガスが17,213boe/dでした。

2013年3月期の探鉱作業は、秋田県及び山形県において2次元地震探鉱作業を行うとともに、北海道勇払における探掘井「沼ノ端(T1)東SK-3DH号井」、「あけぼの(T1)SK-2D-1H号井」、及び新潟県片貝におけるマルチブランチ坑探掘井「片貝SK-29D号井、片貝SK-29D-1号井」をそれぞれ掘削し、いずれも原油・天然ガスの産出に成功しました。

2014年3月期の探鉱・開発作業については、新潟県片貝における探掘井「片貝SK-30D-1」、新潟県岩船沖における試探掘井「岩船沖東MS-1」、及び北海道勇払における探掘井「あけぼのA6H」の掘削作業を計画し、また、物理探鉱調査については、新潟県内の2地域において2次元地震探鉱作業を実施する計画です。



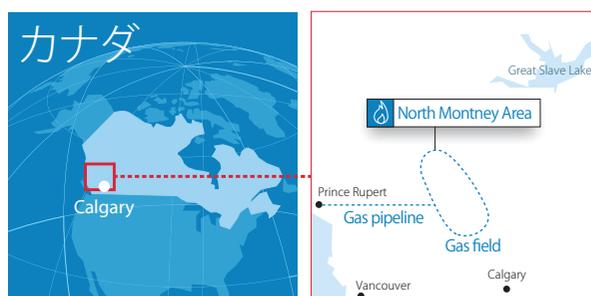
当社は、東南アジア、カナダ、中東、北アフリカ、ロシア・サハラを重点地域とした新規プロジェクトの発掘や事業の推進に経営資源を投入しています。また、安定した生産量、埋蔵量並びに収益の確保を目指すため、生産中及び既発見未開発の油ガス田権益と探鉱権益を組み合わせた投資ポートフォリオの構築に取り組んでいます。



油田 油ガス田 ガス田

## カナダ

### Pacific NorthWest LNGプロジェクト



#### シェールガス開発・生産プロジェクト(上流)

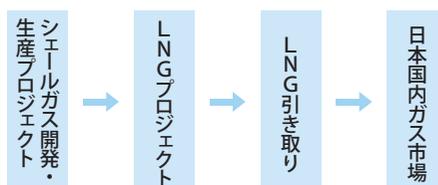
鉱区名	カナダ プリティッシュ・コロンビア州 ノース・モントニー地域	
プロジェクト会社	JAPEX Montney Ltd. (カナダアルバータ州法人)	
権益比率	PETRONASグループ	90%
	JAPEXグループ	10%

#### LNGプロジェクト(中流)

プラント候補地	カナダ プリティッシュ・コロンビア州 プリンス・ルパート レラー島	
権益比率	PETRONASグループ	90%
	JAPEXグループ	10%

当社は、2013年4月、カナダのプリティッシュ・コロンビア州ノース・モントニー地域におけるシェールガス鉱区(生産中)の10%権益を取得しました。今後増産予定のシェールガスは、同州西海岸プリンス・ルパートまで新設のパイプラインで輸送され、建設予定のLNGプラントでLNG化(生産量年産1,200万トン)の後、輸出されます。生産されるLNGのうち当社引き取り分(10%権益、年産120万トン)は、現在、事業化検討中の相馬LNG基地などを通じ、日本への供給が計画されています。

当事業は、ガスの開発・生産・LNG化・LNGの引き取りまでをパートナーが同権益比率を保有する一貫操業体制を敷くことで、安定的かつ効率的な操業を実現します。



## カナダ

## カナダオイルサンド(株)



鉱区名	ハンギングストーン鉱区 (3.75セクション地域)	
プロジェクト会社	カナダオイルサンド(株) (現地法人Japan Canada Oil Sands Limited (JACOS))	
権益比率	JACOS (Operator)	100%

鉱区名	ハンギングストーン鉱区 (未開発地域)	
プロジェクト会社	カナダオイルサンド(株) (現地法人Japan Canada Oil Sands Limited (JACOS))	
権益比率	JACOS (Operator)	75%
	Nexen	25%

未開発鉱区(コーナー、チャード、ソーンベリーなど)については、Suncor (旧Petro-Canada)、Nexen (旧Canadian OXY)、Imperial Oil (旧Esso)とパートナーを組んでおり、各鉱区ごとに権益比率が異なります。

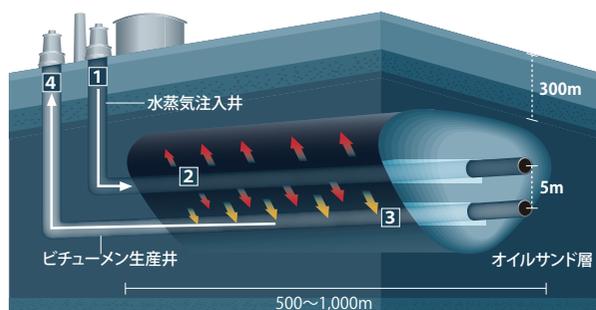
連結子会社のカナダオイルサンド(株)は、現地法人子会社 Japan Canada Oil Sands Limited (JACOS)を通じて、アルバータ州アサバスカ地域ハンギングストーン鉱区の通称3.75セクション地域でSAGD (Steam-Assisted Gravity Drainage) 法によるオイルサンド開発事業を行っています。

また、ハンギングストーン拡張開発事業の進捗状況及び今後の予定は以下のとおりです。

2008年5月～2010年3月	環境影響調査実施
2010年4月	アルバータ州政府当局に開発許可申請書提出 (最大30,000b/dのピチューメン生産追加)
2012年冬季	開発許可取得、最終投資決定(FID)
2012年～2013年冬季	開発作業に着手
2016年	生産開始

JACOSは、アサバスカ地域に合計430km<sup>2</sup>のオイルサンド未開発鉱区を保有しています。

## SAGD法概念図

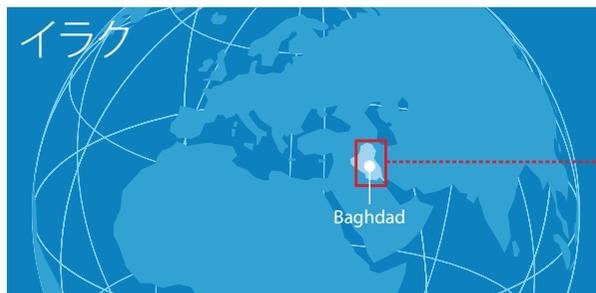


- 1 上方の井戸に高温高压の水蒸気を連続的に圧入
- 2 水蒸気がオイルサンド層内を加熱
- 3 流動性を得たピチューメンが重力によって下方へ
- 4 ピチューメンは下方の井戸から温水\*とともに地上へ

\* JACOSでは、生産温水の95%超をリサイクルし、取水・廃水を最小限にした、環境負荷の低い操業を行っています。

## 中東

## (株)ジャベックスガラフ



油田名	ガラフ油田(イラク南部)	
プロジェクト会社	(株)ジャベックスガラフ	
参加比率	PETRONAS (Operator)	45%
	(株)ジャベックスガラフ	30%
	北部石油公社	25%

イラクでは、2009年12月、既発見未開発油田を対象とした第2次入札がイラク石油省によって実施されました。この入札で、当社はイラク南部に位置するガラフ油田の開発生産権を、マレーシア国営石油会社PETRONASと共同で落札・獲得しました。

2010年3月には、ガラフ油田開発を推進するプロジェクト会社として(株)ジャベックスガラフを設立し、オペレーターのPETRONASとともに、鋭意作業を進めてきました。

2011年3月に作業の基点となるベースキャンプを開設し、2011年6月には掘削作業を開始。評価井2坑と開発井9坑の計11坑の掘削及び初期生産に必要な生産施設の建設を完了し、2013年8月31日(現地時間)、日量3.5万バレル規模による原油の生産を開始しました。2017年には生産目標量の日量23万バレルまで増産していく計画です。

今後も引き続き作業現場の万全なセキュリティ対策を講じながら、イラク政府や関係機関との折衝を重ねつつ、地元の経済発展にも貢献するプロジェクトを実施していく予定です。



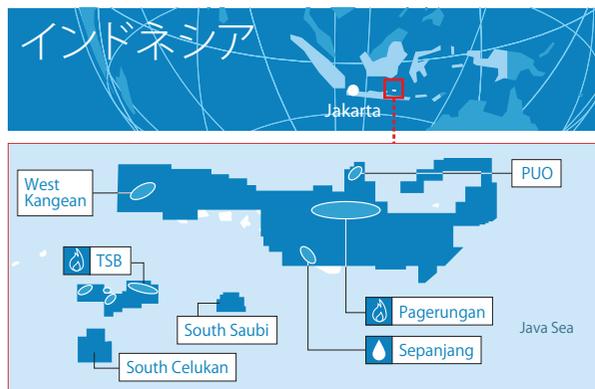
## ガラフ油田開発事業の概要

契約形態	開発生産サービス		
契約期間	20年間(5年間の延長あり)		
報酬	原油生産1バレル当たり1.49ドル		
生産計画	2013年	生産開始	
	2017年	日量23万バレルを達成予定	
契約期間中の累計生産量	約13億バレル		
契約当事者	南部石油公社(イラク石油省傘下)		
開発請負者	参加比率	資金負担比率	
	<b>PETRONAS</b>	45%	60%
	(株)ジャベックスガラフ	30%	40%
	北部石油公社(イラク石油省傘下)	25%	—*

\* 北部石油公社分の資金は、PETRONASと当社が負担。

## 東南アジア

## Energi Mega Pratama Inc.



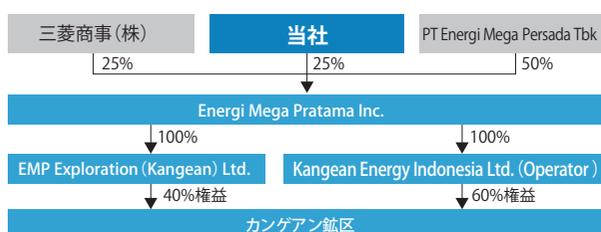
<b>鉱区名</b>	カンゲアン鉱区 (ジャワ島東部海域)	
<b>プロジェクト会社</b>	Energi Mega Pratama Inc.	
<b>権益比率</b>	Kangean Energy Indonesia Ltd. (Operator)	60%
	EMP Exploration (Kangean) Ltd.	40%

注 Kangean Energy Indonesia Ltd.及びEMP Exploration (Kangean) Ltd.は、Energi Mega Pratama Inc.の子会社です。

持分法適用関連会社Energi Mega Pratama Inc.は、子会社Kangean Energy Indonesia Ltd.及びEMP Exploration (Kangean) Ltd.を通じて、ジャワ島東部海域に位置するカンゲアン鉱区の権益を100%保有しています。

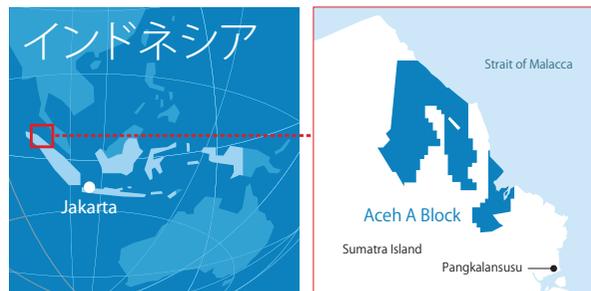
同鉱区では、パゲルンガン・ガス田及びTSBガス田のテラン・ガス田からの生産と、TSBガス田のシラスン及びバトゥール・ガス田の開発作業を進めています。2012年の鉱区全体の生産量は、原油・天然ガス合計28,104boe/dでした。TSBガス田の一部であるテラン・ガス田は、2012年5月から商業生産を開始しており、同ガス田からは、ピーク時日量3億立方フィート(年産約225万トン、原油換算で日量約5万バレル)の天然ガスをインドネシア国内に販売する計画です。

## カンゲアン鉱区オーナーシップストラクチャー



## 東南アジア

## (株)ジャベックスBlock A



<b>鉱区名</b>	アチェA鉱区 (スマトラ島北部陸上)	
<b>プロジェクト会社</b>	(株)ジャベックスBlock A	
<b>権益比率</b>	Medco (Operator)	41.6667%
	Premier Oil	41.6666%
	(株)ジャベックスBlock A	16.6667%

連結子会社の(株)ジャベックスBlock A(権益比率: 16.6667%)が保有するスマトラ島北部のアチェA鉱区では、アルシワ、アルランボン、ジェルラユからなるガス田群の開発計画が2007年12月にインドネシアPSコントラクター監督局(BPMIGAS)から承認され、2008年に生産設備の基本設計を開始しました。また、同鉱区に係る現行の生産物分与契約について、2011年9月から20年間延長する契約を、インドネシア政府と2010年10月に締結しました。ガス販売に関しては、2007年12月に国営肥料工場との間で、2008年4月に国営電力会社との間で、それぞれガス売買契約を締結しています。2016年からのガス生産開始予定に向け、引き続き開発作業を推進していきます。

一方、開発計画中のガス田とは別の対象構造において、2012年11月から2013年5月にかけて試掘井を掘削し、産出テストを行った結果、日量70万m<sup>3</sup>の天然ガスの産出に成功しました。本成功構造における開発・生産移行につきましても今後、検討していきます。



## 東南アジア

## (株)ユニバースガスアンドオイル



鉱区名	サンガサンガ鉱区 (東カリマンタン州陸上)	
プロジェクト会社	(株)ユニバースガスアンドオイル	
	BP East Kalimantan Ltd.	26.250%
	LASMO Sanga Sanga Ltd.	26.250%
権益比率	Virginia International Co.	15.625%
	Virginia Indonesia Co. (Operator)	7.500%
	Opicoil Houston Inc.	20.000%
	(株)ユニバースガスアンドオイル	4.375%

持分法適用関連会社の(株)ユニバースガスアンドオイル(権益比率：4.375%)が保有する東カリマンタン州陸上のサンガサンガ鉱区では、バダック、ニラム、ムティアラ、スンベラの4油ガス田を中心に開発生産しています。2012年は、原油・天然ガスの回収率向上と生産量維持を目的として生産井48坑を掘削し、鉱区全体の生産量は、原油・天然ガス合計80,235 boe/dでした。

## 東南アジア

## 日本コールベッドメタン(株)



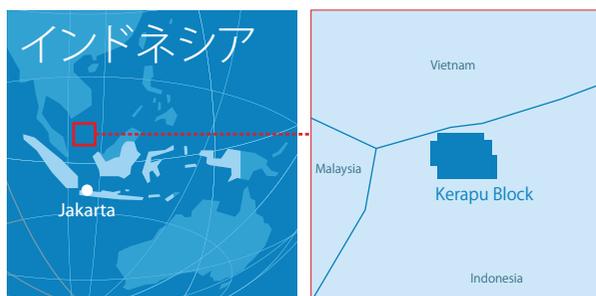
鉱区名	サンガサンガCBM鉱区 (東カリマンタン州陸上)	
プロジェクト会社	日本コールベッドメタン(株)	
	BP East Kalimantan CBM Limited	26.250%
	Eni CBM Limited	26.250%
	Opicoil Energy	20.000%
権益比率	Virginia Indonesia Co. CBM Limited (Operator)	7.500%
	VIC CBM Limited	15.625%
	日本コールベッドメタン(株)	4.375%

日本コールベッドメタン(株)は、当社及び大阪ガス(株)、JX日鉱日石開発(株)、エルエヌジージャパン(株)によって2009年11月30日に設立されました。同日付で、インドネシア共和国エネルギー鉱物資源省による公開入札で落札した、東カリマンタン州陸上のサンガサンガCBM鉱区の生産物分与契約に調印しました。同鉱区は、(株)ユニバースガスアンドオイルを通じて権益を保有するサンガサンガ鉱区と同一地域を占めています。当社は株式40.12%を取得し、同社を持分法適用関連会社としています。

現在は、コールベッドメタンの事業化に向けた評価作業を実施しています。

## 東南アジア

## (株)ジャペックスWest Natuna

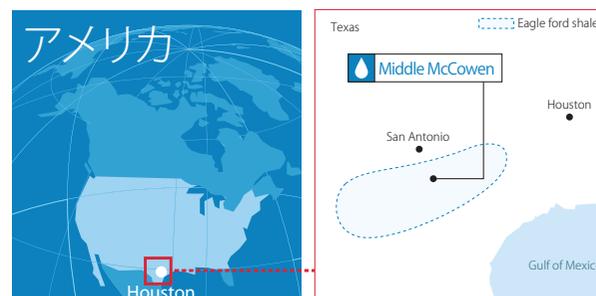


鉱区名	クラブ鉱区 (西ナツナ海 海上)	
プロジェクト会社	(株)ジャペックスWest Natuna	
権益比率	PEARL OIL (Tachylyte) Limited (Operator)	70%
	(株)ジャペックスWest Natuna	30%

2013年6月、連結子会社の(株)ジャペックスWest Natunaを設立し、インドネシア共和国西ナツナ海に位置する探鉱鉱区であるクラブ鉱区の30%権益を、Mubadala Petroleumの子会社であるPEARL OIL (Tachylyte) Limitedから取得しました。この鉱区では、2010年に3次元地震探査が実施されており、2013年中の試掘作業を予定しています。

## 米国

## Japex (U.S.) Corp.



鉱区名	ミドルマッコウエン鉱区 (テキサス州南部)	
プロジェクト会社	Japex (U.S.) Corp.	
権益比率	Marathon Oil Corporation	95%
	Japex (U.S.) Corp.	5%

連結子会社のJapex (U.S.) Corp.は、1980年の設立以来、米国レイジアナ州陸域及びメキシコ湾海域において石油・天然ガスの探鉱開発事業を行ってきました。

メキシコ湾に位置するWD103鉱区においては、1994年から原油・天然ガスを生産しています。

また、1997年から持分法適用関連会社のDiamond Gas Netherlands B.V.を通じて、マレーシアのLNG IIIプロジェクトの上流・中流部門への投資も行っています。

2012年8月、新たにテキサス州南部イーグル・フォード地域でMarathon Oil Corporationがオペレーターとなって開発生産を行っているシェールオイル開発プロジェクトに参入し、順調にシェールオイルの生産を拡大中です。

油田 油ガス田 ガス田

## サハリン

## サハリン石油ガス開発(株)(SODECO)

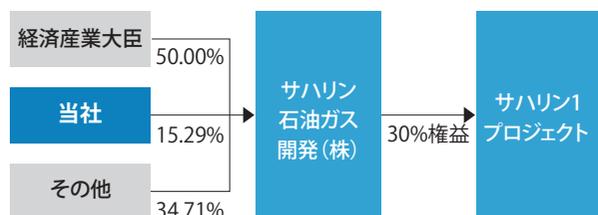


鉱区名	チャイウォ、オドプト、アルクトン・ダギ鉱床 (サハリン島北東沖海上)	
プロジェクト会社	サハリン石油ガス開発(株)	
	サハリン石油ガス開発(株)	30.0%
	Exxon Neftegas Ltd. (Operator)	30.0%
権益比率	ONGC Videsh Ltd.	20.0%
	Sakhalinmorneftegas-Shelf	11.5%
	RN-Astra	8.5%

ロシアでは、サハリン島北東沖海上のチャイウォ、オドプト、アルクトン・ダギの3鉱床での石油・天然ガスの探鉱開発事業(サハリン1プロジェクト)に、30%の権益を有するサハリン石油ガス開発(株)への出資を通じて、同プロジェクトに関与しています。チャイウォ油ガス田からは、海上のプラットフォームや陸上の坑井基地・処理施設などの生産施設を用いて油・ガスが生産されています。2007年2月に目標のピーク生産量250,000b/d(約40,000kl/d)を達成し、2008年1月に原油の累計生産量が1億バレルに到達しました。

また、オドプト油ガス田では、2010年9月から原油生産を開始し、アルクトン・ダギ油ガス田については、2014年の原油生産開始に向け鋭意準備を進めています。

## サハリン石油ガス開発(株)オーナーシップストラクチャー



# 確認埋蔵量

2013年3月31日現在における、当社及び連結子会社の保有する確認埋蔵量並びに持分法適用関連会社が保有する確認埋蔵量の当該会社に対する当社出資比率相当量は、下表のとおりです。

## 当社グループの確認埋蔵量

確認埋蔵量	連結対象会社									持分法適用 関連会社		合計		
	日本		海外			小計			原油 (千kl)	ガス (百万m <sup>3</sup> )	原油 (千kl)	ピチューメン (千kl)	ガス (百万m <sup>3</sup> )	
	原油 (千kl)	ガス (百万m <sup>3</sup> )	原油 (千kl)	ピチューメン (千kl)	ガス (百万m <sup>3</sup> )	原油 (千kl)	ピチューメン (千kl)	ガス (百万m <sup>3</sup> )						
2012年3月31日現在	6,312	23,954	10	2,432	17	6,322	2,432	23,971	44	3,776	6,366	2,432	27,747	
拡張及び発見等による増加	—	—	—	16,275	—	—	16,275	—	—	—	—	16,275	—	
前期評価の修正による増減	△1,150	△3,612	△1	48	△1	△1,151	48	△3,613	3	305	△1,148	48	△3,308	
買収・売却による増減	—	—	143	—	17	143	—	17	2,482	813	2,625	—	830	
生産による減少	△474	△1,032	△5	△278	△2	△479	△278	△1,034	△16	△364	△495	△278	△1,398	
<b>2013年3月31日現在</b>	<b>4,688</b>	<b>19,310</b>	<b>147</b>	<b>18,477</b>	<b>31</b>	<b>4,835</b>	<b>18,477</b>	<b>19,341</b>	<b>2,513</b>	<b>4,530</b>	<b>7,348</b>	<b>18,477</b>	<b>23,871</b>	

注1 連結子会社保有量には少数株主持分を含んだ数量を計上しています。

注2 連結子会社である(株)ジャベックスグラフは、2011年1月19日に承認されたPDP (Preliminary Development Plan)に基づき開発作業に着手しており、同社の保有する埋蔵量は、今後のFDP (Final Development Plan)の提出・承認を前提に2013年3月31日現在で原油7,520千klと評価していますが、現段階ではFDPが提出・承認されていないため上表には含めていません。なお、FDPの提出・承認は2013年を予定しています。

## 参考：当社グループの確認埋蔵量(原油換算)

確認埋蔵量	連結対象会社									持分法適用 関連会社		合計		
	日本		海外			小計			原油 (百万bbl)	ガス (百万boe)	原油 (百万bbl)	ピチューメン (百万bbl)	ガス (百万boe)	
	原油 (百万bbl)	ガス (百万boe)	原油 (百万bbl)	ピチューメン (百万bbl)	ガス (百万boe)	原油 (百万bbl)	ピチューメン (百万bbl)	ガス (百万boe)						
2012年3月31日現在	40	146	0	15	0	40	15	146	0	22	40	15	168	
拡張及び発見等による増加	—	—	—	102	—	—	102	—	—	—	—	102	—	
前期評価の修正による増減	△7	△22	△0	0	△0	△7	0	△22	0	2	△7	0	△20	
買収・売却による増減	—	—	1	—	0	1	—	0	16	5	17	—	5	
生産による減少	△3	△6	△0	△2	△0	△3	△2	△6	△0	△2	△3	△2	△9	
<b>2013年3月31日現在</b>	<b>29</b>	<b>118</b>	<b>1</b>	<b>116</b>	<b>0</b>	<b>30</b>	<b>116</b>	<b>118</b>	<b>16</b>	<b>28</b>	<b>46</b>	<b>116</b>	<b>145</b>	
													計307	

注 従来、天然ガス5.6mcf=原油1bbl (1,000m<sup>3</sup>=1kl)として生産量・埋蔵量の原油換算数量を開示していましたが、2012年3月期の値より、換算係数をPetroleum Resources Management System (PRMS)が推奨する天然ガス5.8mcf=原油1bbl (1,033m<sup>3</sup>=1kl)に変更しています。

なお、2011年3月期以前の値については、従来の換算係数に基づく値を記載しています。

### 換算係数及び単位

原油1kl = 6.29bbl

天然ガス1,033m<sup>3</sup> = 35.31 thousand cubic feet

天然ガス1,033m<sup>3</sup> = 1kl of oil equivalent

boe : barrels of oil equivalent (原油換算バレル)

## 埋蔵量の定義

前頁表における確認埋蔵量とは、評価時点において既知の油・ガス層から地質的、工学的データに基づき経済的にも操業面からも今後確実に採取可能であろうと予測された油・ガスの地上状態での数量であり、過去の生産量、未発見鉱床に係る資源量は含んでいません。

埋蔵量の定義については、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) 及び石油評価技術協会 (SPEE) の4組織により策定されたPetroleum Resources Management System 2007 (PRMS) が国際的な基準として知られています。

前頁表の確認埋蔵量は、PRMSにおける「確認埋蔵量 (Proved Reserves)」の定義に準拠した当社自身による評価に基づく数値であり、PRMSにおいて確認埋蔵量よりも将来の採取可能性の不確実性が高いものとして区分されている「推定埋蔵量 (Probable Reserves)」や「予想埋蔵量 (Possible Reserves)」に該当する埋蔵量は含んでいません。また、同定義においては、例えば、資源の賦存が確認されている鉱区であっても商業開発計画が未確定な段階のプロジェクト等については、「条件付資源量 (Contingent Resources)」と分類し、埋蔵量 (Reserves) とは区分して取り扱うこととされており、当社グループにおいても、連結子会社を通じてカナダに鉱区を保有するオイルサンド資源を含めて、開発計画が未確定な地域の「条件付資源量」に該当する数量は、前頁表の数値に含めていません。

なお、PRMS以外には、米国証券取引委員会 (SEC) による確認埋蔵量の定義が米国の投資家を中心に広く知られており、2008年12月に改定が発表されたSECによる確認埋蔵量の定義は、PRMSと基本的には類似しています。

当社は、従来よりPRMSによる「確認埋蔵量 (Proved Reserves)」の定義に準拠して当社自身の判断に基づく値を開示しています。また、海外プロジェクト会社の保有埋蔵量については、各プロジェクト会社の現地政府等との契約による経済的取分にに基づく数量を示しています。

また、当社は、当社自身による埋蔵量評価・判断の妥当性を検証するため、前頁表に示した2013年3月31日現在の国内における当社及び連結対象会社の確認可採埋蔵量の約67%に相当する部分\*について、Ryder Scott Company Petroleum Consultantsへ第三者評価・鑑定を委託しています。また、海外については、連結子会社であるJapan Canada Oil Sands Limitedが保有する鉱区エリアにおけるビチューメン埋蔵量の一部について、石油評価技術者協会 (Society of Petroleum Evaluation Engineers (Calgary Chapter)) 他による評価基準 (Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook) に基づき、Sproule Unconventional Ltd.による第三者評価を受けているほか、Japex (U.S.) Corp.及びKangean Energy Indonesia Ltd.の埋蔵量についても第三者評価を受けており、前頁表の2013年3月31日現在の確認埋蔵量総計 (原油7,348千kl、ビチューメン18,477千kl、ガス23,871百万m<sup>3</sup>) のうち約72%に相当する部分\*について第三者評価を受けています。当社自身による評価値と第三者評価の値は従来より近似していますが、2013年3月期末の値には、一部で第三者評価値が当社評価値を下回る差異が一定程度生じており、今後その検証を行うこととしています。

埋蔵量は、元来、不確実性を内包した将来の生産可能量の見通しであり、当社は、現時点において入手可能な地質的・工学的データ等の科学的根拠に基づき正確な評価の実施に努めていますが、今後新たに取得されるデータ等に基づく見直しや経済条件の変動及び国際的に認知された埋蔵量定義の変更等によって、上方にも下方にも修正される可能性があります。

\*原油1kl=天然ガス1,033m<sup>3</sup> (1boe=5.8Mscf) として計算しています。

## 事業の概況

# 天然ガス事業の グローバル インテグレーション



### さらなる安定供給を目指す

当社は、国内天然ガス事業を事業拡大に向けた3本柱のひとつとして位置づけ、ガス田の開発（上流）からパイプラインを始めとする多様な供給手段を経て（中流）、マーケットへの販売供給（下流）に至るガスサプライチェーンの構築と拡充に努めてきました。

### 内外ガスソース

ガスサプライチェーンの海外上流分野では、2013年4月、カナダ ブリティッシュ・コロンビア州ノース・モントニー地域におけるシェールガス鉱区権益を取得し、カナダPacific NorthWest LNG プロジェクトへの参画を決定しました。併せて、海外のLNGを国内マーケットに受け入れるため、相馬 LNG基地建設を計画しています（いずれも事業化検討中）。これらを当社の国内パイプライン等の既存インフラとつなぐことで、さらなる安定供給を目指します。

当社は、セキュリティ対応力の向上を含め、長期安定的な供給力を一層高めるとともに、競争力のあるLNG・天然ガス供

給の実現を図っていきます。

### 天然ガスパイプラインネットワーク

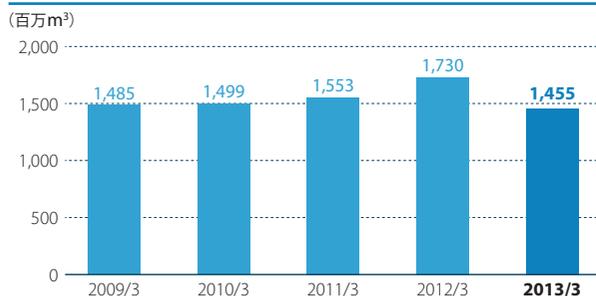
当社は、国内に総延長約826kmからなる天然ガスパイプラインネットワークを保有し操業しています。天然ガスパイプラインは当社の国内ガス田やLNG受入基地と直結した、地域の重要なエネルギーインフラであり、当社の戦略的資産です。

北海道エリアでは、勇払油ガス田を基点に、苫小牧市周辺及び札幌近郊までパイプラインを敷設し、都市ガス事業者と産業用需要家に天然ガスを供給しています。

秋田エリアでは、由利原・鮎川油ガス田から秋田市までパイプラインを敷設するなど、主に都市ガス事業者に天然ガスを供給しています。

さらに東北・北陸エリアでは、新潟県のみならず、新潟、山形、宮城及び福島にまたがる当社最大の天然ガスパイプラインネットワークを整備し、ガス火力発電所、都市ガス事業者、産業用需要家に天然ガスを供給しています。

### 天然ガス販売量



### LNG販売量





鉄道タンクコンテナによるLNG輸送



タンクローリーによるLNG輸送



### LNGサテライト供給

天然ガスパイプラインが整備されていない地域の天然ガス需要に対応するため、「LNGサテライト供給」を行っています。本州では、当社が輸入したLNGを新潟東港にある受入基地からタンクローリーや鉄道タンクコンテナにより東北や北陸地域へ輸送・供給しています。鉄道輸送は、輸送中の二酸化炭素

(CO<sub>2</sub>)排出量が自動車輸送に比べて少ない、環境に優しい輸送方式として、国内外で注目されています。

北海道における天然ガスの冬期ピーク需要への安定供給対策として、勇払油ガス田からの天然ガス供給に加えて外部から調達するLNGも併用しています。苫小牧港西港区に位置する当社北海道鉱業所(苫小牧)にLNG受入基地を建設し、2011年11月から稼動を開始しています。

## 事業の概況 技術研究開発

当社技術研究所



### エネルギーの有効活用に向けて

石油・天然ガス開発産業は、地質学、地球物理学、探鉱技術、作井技術、油層工学、情報技術などからなる総合技術に基礎をおいています。多くの石油開発会社がこれら多様な技術の大半をアウトソーシングしている中であって、探鉱開発の一貫操業会社として発展してきた当社グループは、探鉱、開発、生産、輸送に必要となる技術をグループ内に蓄積しているという強みを有しています。

当社は、環境・新技術事業を事業拡大に向けた3本柱のひとつとして位置づけ、メタンハイドレート、CO<sub>2</sub>分離・回収・貯留(CCS)などの研究を通じた新たな技術・知見の集積に注力しています。

また、再生可能エネルギーである地熱発電や太陽光発電にも取り組んでいます。将来的には、こうした技術・知見を当社のビジネスモデルとして確立させ、新たな収益基盤の育成を目指していきます。

### 日本におけるメタンハイドレートの開発

当社は、メタンハイドレートの将来性に早くから着目し、開発技術の研究に取り組んできました。1995年度から1999年度にかけて行われた旧石油公団(現在の(独)石油天然ガス・金属鉱物資源機構)と民間企業による共同研究では、中心的な役割を担いました。2000年には、静岡県沖合の当社鉱区で基

礎試錐「南海トラフ」を掘削し、国内で初めてメタンハイドレートの採取に成功しました。こうした成果を受け継ぎ、政府により策定された「我が国におけるメタンハイドレート開発計画」を実現するため、メタンハイドレート資源開発研究コンソーシアム(MH21)が組織され、2001年度からはフェーズ1がスタートし、我が国周辺海域のメタンハイドレートが新たなエネルギー資源になり得ることを示す成果を得ました。

フェーズ2では、フェーズ1で得られた技術的成果を踏まえ、日本周辺海域での海洋産出試験の実施などを通じて、メタンハイドレートがエネルギー資源となり得る可能性をより高い信頼性で評価するとともに、メタンハイドレートの商業的産出のための技術課題の抽出、環境影響評価に関する研究開発などを行います。

当社は、2012年2月から3月に渥美半島～志摩半島沖の第二渥美海丘の当社鉱区において、第1回海洋産出試験の事前掘削作業を受託し、生産井1坑とモニタリング井2坑の掘削作業を完了しました。また、2013年1月から3月に実施した第1回海洋産出試験には、当社はオペレーター業務の受託者として参加し、海洋では世界で初めて、メタンハイドレート層から減圧法により約6日間に亘るメタンガスの連続生産(平均ガス生産量：日量約2万m<sup>3</sup>、累計ガス生産量：約12万m<sup>3</sup>(暫定速報値))を確認するなど、多くの貴重なデータを取得することができました。

今後引き続き、MH21運営協議会の主要メンバーとして、中核的役割を担っていきます。

## 日本におけるメタンハイドレート開発計画

### フェーズ1 (2001～2008年度)：基礎研究

2001年度	カナダでの第1回陸上産出試験
2002年度	南海トラフでの3D地震探査
2003年度	南海トラフでの基礎試験
2006年度	南海トラフでの詳細な資源量評価を実施
2006～2007年度	カナダでの第2回陸上産出試験 (産出成功)
2008年度	フェーズ1最終評価

### フェーズ2 (2009～2015年度)

2011年度	第1回海洋産出試験事前掘削作業
2012年度	第1回海洋産出試験
2014年度	第2回海洋産出試験
2015年度	フェーズ2最終評価

## 2013年第1回海洋産出試験(ガス生産実験)の様子



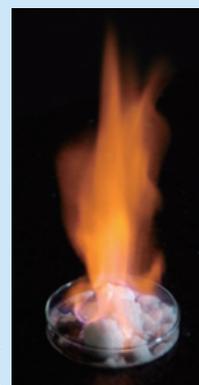
写真提供：(独)石油天然ガス・金属鉱物資源機構

## 用語解説

### メタンハイドレートとは?

天然ガスの主成分であるメタンは、環境に優しいクリーンエネルギーです。石油や石炭に比べ燃焼時の二酸化炭素(CO<sub>2</sub>)排出量が少なく、さらに硫黄分を含まないことから、大気汚染や酸性雨の原因となる有害物質を排出しません。

メタンハイドレートとは、メタンが水の分子に取り込まれた氷状物質で、新たなエネルギー資源として注目されています。水深500m以上の深海域海底面の下や北極・南極付近の永久凍土層の下など、高圧・低温の自然環境中に存在することが明らかになっており、日本周辺海域には我が国の天然ガス消費量100年分以上に相当するメタンハイドレートが存在するとの試算もあります。この新たなエネルギーを開発することは、我が国のエネルギー自給率向上に大きく貢献するものと期待されています。



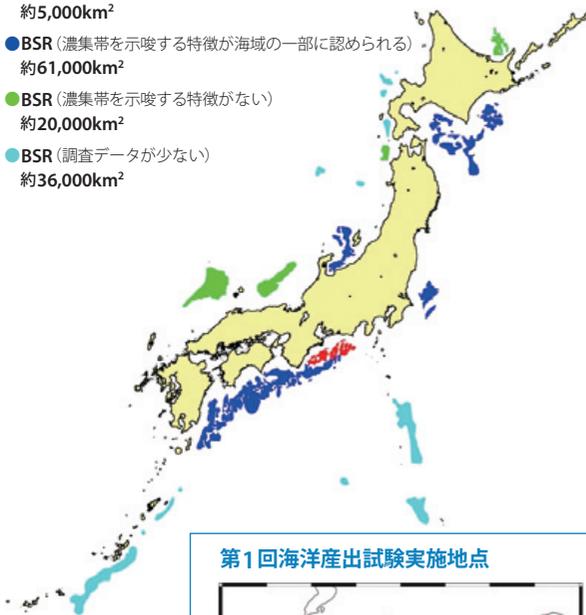
“人工メタンハイドレートを燃焼させたもの”  
写真提供：メタンハイドレート資源開発研究コンソーシアム

## 日本周辺においてメタンハイドレート分布が推測される海域

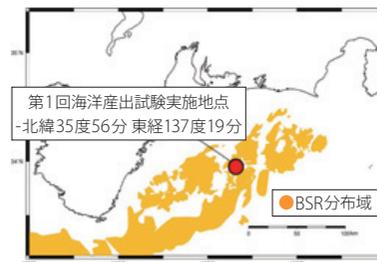
図提供：メタンハイドレート資源開発研究コンソーシアム

### BSR面積=約122,000km<sup>2</sup>

- BSR (詳細調査により海域の一部に濃集帯が存在) 約5,000km<sup>2</sup>
- BSR (濃集帯を示唆する特徴が海域の一部に認められる) 約61,000km<sup>2</sup>
- BSR (濃集帯を示唆する特徴がない) 約20,000km<sup>2</sup>
- BSR (調査データが少ない) 約36,000km<sup>2</sup>



### 第1回海洋産出試験実施地点



参考資料：  
「第20回 メタンハイドレート開発実施検討会資料」

注 BSR：Bottom Simulating Reflector (海底擬似反射面)。  
地震探査によって得られるBSRの分布データは、メタンハイドレートの存在を知る手がかりとなります。

## CO<sub>2</sub>分離・回収・貯留技術(CCS)の実用化

CO<sub>2</sub>の排出量削減に関しては様々な方法が提案されています。そのひとつであるCO<sub>2</sub>分離・回収・貯留技術は、Carbon dioxide Capture and Storageの頭文字をとってCCSと呼ばれています(以下、CCS)。これは、枯渇した油ガス田や地中深くにある帯水層などに直接CO<sub>2</sub>を圧入して貯留する方法で、実用性が高く確実で安全な方法と考えられます。

日本におけるCO<sub>2</sub>貯留可能量は約1,500億トンと見積もられています。これは、日本の年間CO<sub>2</sub>排出量の約100年分に相当します。

### 石油開発技術をコア技術として応用

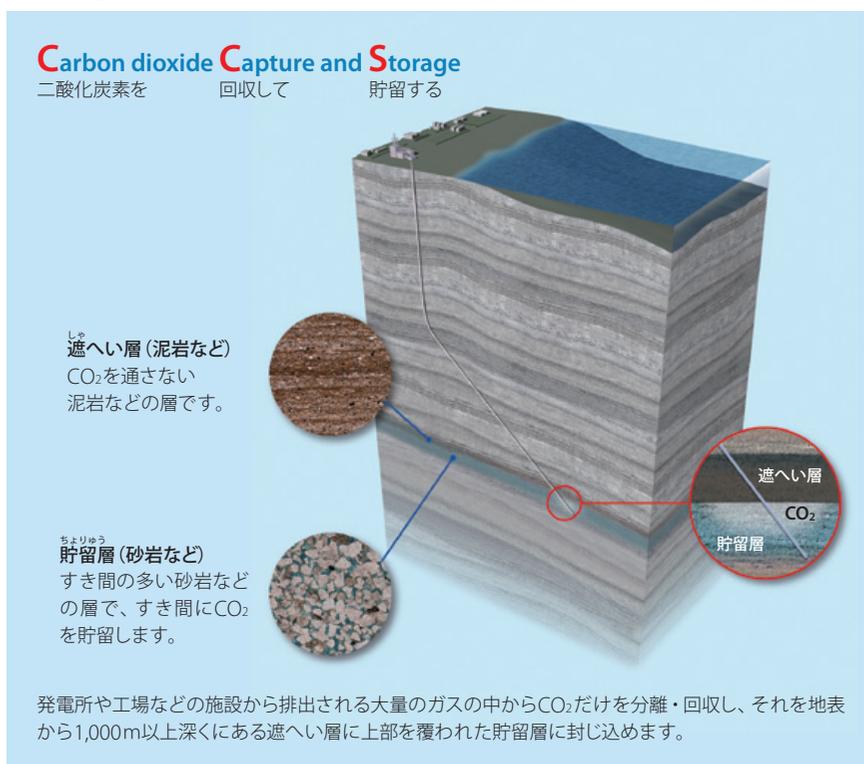
当社は、半世紀に亘り石油開発で培ってきた地下構造の把握や岩石物性の推定、掘削、生産、地下における流体挙動の

シミュレーション、並びに地震探査を中心とした地下モニタリングなどの先端技術を保有しています。CCSでは、当社が保有するこれらの石油開発技術が、圧入地点の選定、圧入井の掘削及び圧入の最適化に関するコア技術として不可欠な役割を果たします。

### CCS技術の実用化に向けて

政府は、2008年に洞爺湖サミットで言及された「低炭素社会づくり行動計画」において、2020年までにCCSの実用化を目指す方針を表明しています。政府の方針に呼応して、当社は2008年5月に民間他社とともに日本CCS調査(株)を設立し、経済産業省の公募「2012年度二酸化炭素削減技術実証試験事業」の委託先に選定されました。本実証事業を通じてCCSの事業化を確立し、地球温暖化の抑止に貢献していきます。

### CCS概念図



資料提供：日本CCS調査(株)

## 地熱資源の開発

再生可能エネルギーのひとつである地熱発電は、地下深部から高温の蒸気・熱水を取り出し、それらを利用して発電します。現在国内では17地点で地熱発電所が稼動しています。

地熱資源は純国産のエネルギーであり、火山国である我が国は世界第3位の豊富な地熱資源量を有しています。また、地熱発電は、昼夜・天候にかかわらず発電できる安定電源であり、二酸化炭素(CO<sub>2</sub>)の排出量が少なく地球温暖化防止に役立つことから、さらなる促進が望まれており、当社も地熱発電の事業化を目指していきます。

### 地熱調査・開発の実績

地熱資源の調査・開発は、当社が有する石油・天然ガスの探鉱・開発技術を活かすことができる分野です。当社は1977年から北海道、東北、九州において地熱資源の調査を行ってきました。その中のひとつである鹿児島県山川地域では、1995年に3万kWの地熱発電所を九州電力(株)と共同で建設し、蒸気供給部門の操業を担当しました(2005年に九州電力(株)に蒸気設備を譲渡)。



NEDO地熱開発促進調査：2001～2004年度 霧島烏帽子岳地域資源調査噴出試験(当社受託)

また、阿寒地域(釧路市)、武佐岳地域(標津町)を含む北海道東部においても有望地域を抽出し、その後に行われた国の調査において、これら地域の有望性が再確認されています。最近では、2001～2004年度に霧島烏帽子岳地域(鹿児島県)、2005～2006年度に標津妹羅山地域(北海道)、2010年度に武佐岳地域において実施された国の調査を受託するなど、地熱開発の推進に貢献してきました。

### 新たな地熱開発に向けて

国内の地熱開発は、自然公園内での調査・開発に対する規制緩和や、再生可能エネルギーの固定価格買取制度に対する国による新たな支援制度が創設されるなど、その重要性が注目されるとともに、開発の促進が期待されています。

これを受け当社では、この分野で培った技術と調査実績を活かし、武佐岳地域において2023年の地熱発電開始を目指し、2013年8月から構造試験井掘削などの調査を進めています。また、阿寒地域などの新規地点での地熱開発の可能性も追求しています。

## 事業等のリスク

以下には、当社グループの経営成績、株価及び財務状況等に影響を及ぼす可能性のある主な事項を記載しています。また、必ずしも事業等のリスクに該当しない事項についても、株主及び投資家に対する適切な情報開示に努めています。当社グループは、これらのリスク発生の可能性を認識した上で、その発生の回避及び発生した場合の適切な対応に努める方針です。

### 1. 経営成績の変動要因について

#### (1) 原油売上高の変動要因

当社が日本国内で販売する原油の販売価格は国際原油価格に連動して決定されるため、石油輸出国機構(OPEC)の生産動向や国際的な需給動向によって市況が変動し、また為替レートが変動した場合、当社の原油販売価格はその影響を受けます。当社はかかるリスクを軽減する目的で原油スワップ取引等を行うことがありますが、こうした取引によって全てのリスクが回避されるわけではありません。

#### (2) 天然ガス売上高の変動要因

当社が日本国内で販売する天然ガスの販売単価は、従来、販売先との契約に基づいて事業年度を通じて円建てで固定されているものが多数を占めていましたが、LNGの市場価格に基づき価格を決定する契約が増加傾向にあり、国際市況や為替の変動によって売上高に影響を受ける可能性が高まっています。また、都市ガス会社向けのガス販売数量については、夏季に需要が減少し、冬季に増加するという季節変動があるほか、暖冬時には販売量が低下する傾向が見られます。また長期的に見た場合、我が国エネルギー市場の規制緩和等が、天然ガスの販売単価や販売数量に悪影響を及ぼす可能性があります。

#### (3) 探鉱投資水準による損益の変動

生産・販売により減少する埋蔵量を維持・拡大し長期に亘り安定的な石油・天然ガスの供給体制の整備を図ることは、探

鉱・開発・販売を事業の骨格とする当社グループにおいて重要な課題であり、当社グループでは原油・天然ガス販売から得られた利益の相当部分を、国の内外における探鉱投資に充当しています。探鉱投資額については、探鉱費用としてもしくは引当金の計上を通じて発生時に費用化しています。このため各事業年度における探鉱投資額の増減が、当社グループの利益に直接的な影響を及ぼすこととなります。

### 2. 事業に関するリスクについて

#### (1) 事業の特徴

当社グループの事業は、初期の基礎的な調査から、掘削作業を経て資源の発見に至るまでの探鉱段階において、多額の投資と長い期間を要する一方、資源の発見が保証されているわけではなく、元来リスクの高い事業です。また、資源の発見に至った後も、開発井の掘削、生産設備や輸送設備の建設等に多額の投資が必要となります。従って、事業に着手してから投資額を回収し、利益に寄与するまでに長いリードタイムを要するのが通例であり、この間、事業環境の変化により、投資額の増大、需要の減少、販売単価の下落、操業費の増加、為替変動などが発生し、所期の投資目的を達成できないリスクがあります。加えて、これらの投資には、埋蔵量や生産量の予期せぬ減少等の地質的な不確実性、不純物の混入など、鉱業に特有の様々な技術的なリスクがあります。

なお、これに関連する投資者の判断に重要な影響を及ぼす可能性のある事項として、2013年3月期において、当社勇払油ガス田(北海道苫小牧市)の生産能力が低下したことにより、同油ガス田の生産操業に係る事業用資産の帳簿価額を回収可能価額まで減額し、37,031百万円を減損損失として計上したことなどが挙げられます。

#### (2) エネルギー市場自由化の影響

我が国の電力・ガス事業分野においては、競争原理の導入を目指した様々な規制緩和が行われています。また、2004年4月1日の改正ガス事業法施行に伴い、当社グループの保有す

る天然ガスパイプラインのうち、一定の供給能力を有するもの(特定導管)については、ガス事業法の規制下で託送義務を負うことになりました。

当社では、こうした規制緩和の流れが、我が国のガス市場全体の活性化と天然ガスの需要拡大をもたらすとともに、当社グループのマーケティングの自由度を高め、事業領域や顧客基盤の拡大につながるものと考えています。一方で、エネルギー市場の構造改革の進展は厳しい価格競争をもたらし、当社グループの天然ガス販売にも悪影響を及ぼす可能性があります。

### (3) 海外事業に関するリスク

海外事業が探鉱、開発と段階を経ていく過程で、多額の投資(出資又は資金貸付)を行うこととなる場合、当社の財務状況に影響を及ぼす可能性があります。また、当社が出資する海外プロジェクト会社が銀行融資等によって事業資金を調達する場合、当社は当該借入金の全部又は一部について債務保証を行うことがあります。この場合において、当該プロジェクト会社の財務状況が悪化して債務不履行となったとき、当社に当該保証額について債務を履行する義務が生じます。

さらに、石油開発の全般的な傾向として、海外事業の一部はカントリーリスクの相対的に高い地域で実施されることがあり、これらの国々の政治的もしくは経済的混乱、法制や税制もしくは政策等の変更が、当社グループの海外事業の円滑な遂行に悪影響を及ぼす可能性があります。

### 3. 国際石油開発帝石(株)の株価変動に伴うリスクについて

当社は、2013年3月期末現在、国際石油開発帝石(株)株式を7.31%保有しており、当社グループの2013年3月期末の投

資有価証券の残高は177,304百万円であり、このうち、国際石油開発帝石(株)株式は133,616百万円となっています。同社の連結業績や株価は、当社グループと同様に、原油価格の動向等により変動する傾向があるため、同社株価が変動した場合、当社グループの財政状態に影響を及ぼす可能性があります。

### 4. 国の保有する当社株式について

当社は、2003年12月、石油公団(当時)が保有していた当社株式の一部の売出しにより、東京証券取引所市場第一部に株式を上場しましたが、この結果、同公団の所有株式数の割合は、65.74%から49.94%に低下しました。

さらに、同公団が保有していた当社株式は、同公団の廃止に伴い、2005年4月1日付で国(経済産業大臣)に承継されるとともに、2007年6月15日を受渡期日とする株式売出しにより、当該保有株式のうち15.94%相当分が売却された結果、同大臣の所有株式数の割合は34.00%まで低下し、現在に至っています。残る株式についても引き続き売却される可能性があり、その時期、方法、数量等によっては、当社の株価に影響を及ぼす可能性があります。

なお、当該株式の保有に関して、国と当社との間には、「定款の変更」「資本金の増減、または社債の発行」「決算および利益金の処分」「営業の一部もしくは全部の譲り渡し、または譲り受け」「役員候補者の決定」「資産または事業経営に重要な影響のある事項」に関して、国との間で協議を行う旨を定めた覚書が存在しています。当該覚書の運用は当社の経営の独立性を尊重する形で行われており、当該覚書の存在が、当社の事業の妨げとなったり、事業内容の制約となったことはありません。

## 企業の社会的責任(CSR)

当社は、社会生活に不可欠なエネルギーを長期に亘って安定的に供給することを使命として、従業員の労働安全衛生と環境保全(HSE)を最優先とした操業を推進しています。

また、当社事業は様々なステークホルダーの皆さまとの信頼関係の下に成り立っていると認識しており、良き企業市民として社会的責任を果たすため、地域社会に密着した社会貢献活動を積極的に実施しています。

なお、当社は、2012年度にCSRを体系的に推進することを決定し、2013年5月にはその機軸としてCSR委員会を設置しました。

### 労働安全衛生

#### 自主保安活動

当社は毎年、保安方針と保安目的を定め、自主保安活動を展開しています。2013年の保安方針及び保安目的は、以下のとおりです。

#### 2013年保安方針

「私たちは、人間尊重の理念のもと、『安全はすべてに優先する』を基本に、本社・各鉱業所事務所、各事業場等、一丸となって全員参加により安全を先取りし、災害のない安全で快適な職場環境の形成に努めます。」

#### 2013年保安目的

私たちは、以下の保安目的に基づき保安活動を推進します。

- ① 労働災害をゼロにする。
- ② 鉱害を発生させない。
- ③ 安全で快適な職場環境を作る。



竿燈まつり(秋田県)に参加

### 緊急時対応

当社では、鉱業所など事業所において、人員、施設、操業及び販売にかかわる緊急事態が発生した場合を想定して、緊急対策要領とマニュアルを制定しています。緊急事態が発生した場合は、緊急対策要領とマニュアルに従って情報収集や連絡・指示を行うとともに、必要に応じて本社に「緊急対策本部」、「緊急対策チーム」を、各鉱業所などには「現地緊急対策本部」を設置して、対応することになっています。また、本社及び各鉱業所などにおいては、緊急事態を想定した訓練を年1回以上実施し、緊急対策要領やマニュアルの整備・改善を行っています。

### 海外での環境保安への取り組み

当社は、1950年代末にインドネシア、カナダ、オーストラリアなど海外での探鉱開発事業をスタートさせました。石油・天然ガスの事業を行うためには、日本国内ではもちろんのこと、海外においても非常に高い労働衛生・安全・環境に対する取り組みが必要であることから、2009年10月にコーポレートHSE-MS\*1導入を決定し、2010年1月から運用を開始しました。以降、当社がオペレーターとなって作業を推進しているカナダオイルサンドプロジェクトや、インドネシアの探鉱・生産プロジェクトに対して、定期的にHSE\*2監査を実施しています。

当社は、活動拠点の軸足を徐々に海外に移しつつあり、今後はさらに多くの国々で様々な企業と事業を展開していくこととなります。そうした状況の中、PDCA\*3サイクルを効率的に活用しながら、環境及び労働安全衛生状況のさらなる改善を図っていく所存です。

\*1 HSE-MS: HSEマネジメントシステム

\*2 HSE: Health, Safety and Environment (労働衛生・安全・環境)

\*3 PDCA: Plan-Do-Check-Action

### 社会とのかかわり

#### 地域社会の一員として

当社では鉱業所、生産鉱場のある地域の方々と交流を深め、事業活動に対する理解を促進しています。地元自治体、企業な

どからの施設見学の受け入れを始め、地元の小学校の授業の一環として、施設見学を通じた職場体験の提供や、高校生や大学生の就職活動の参考としての見学授業の受け入れや、講演会を行っています。また、地域の祭りにも積極的に参加・協賛しています。

### 東日本大震災に関するボランティア活動

2011年3月に発生した東日本大震災後、当社グループの役員・従業員並びにその家族、延べ182名が、会社のサポートのもと、宮城県内の3ヵ所(南三陸町、東松島市、石巻市)で瓦礫撤去などの作業を行いました。

また、子供たちの心のケアを目的に南三陸町の中学生を秋田に招待し、秋田の中学生とのソフトボール交流試合をサポートしました。試合はもとより社有寮での合宿などで交流を深め、当社従業員が扮した「なまはげ」や竿燈の披露を行いました。

### イラク・ガラの地元貢献

当社及びPETRONASは、日本政府の資金援助を得てイラク・ガラ油田契約地域内に建設されたガラ職業訓練センター(GVTC)の維持・運営費用を提供しています。

当地域の雇用促進を図るため職業訓練機会の提供を行い、年間約600名の研修生を受け入れ、電気配線工事や空調機器修理などのコースを順次開講しています。

さらに当社はGVTCに併設する形で、全額資金負担でサッカー場を建設しました。地元自治体やNGOと協力し、2013年1～3月には周辺の村々から12チームを集め第1回リーグ戦を



ガラ職業訓練センターでの授業風景

行いました。今後はジュニアリーグなども開催する予定で地域の代表的なイベントとして定着することを祈念しています。

### インターンシップ・社外への講師派遣

当社は国内で石油・天然ガスの探鉱・開発・生産のフィールドを有する数少ない企業として、国内外から研修生を受け入れています。

国内では留学生を含め大学生、大学院生、高校生をインターンシップとして受け入れ、国内の生産操業現場、技術研究所、本社で実習を行っています。なお、実習の中には単位認定の対象となっているものもあります。

このほか、(独)石油天然ガス・金属鉱物資源機構の技術センターで実施される海外技術者支援プログラムや石油鉱業の基礎知識を習得するプログラム、さらに石油鉱業連盟の石油講座などへ講師を派遣し、国内外の技術者や事務部門の方々への教育にも携わっています。

### 大学・大学院への寄付講座

当社では、大学・大学院への寄付講座による教育研究活動を通じて、長期的な日本のエネルギー安定供給確保に貢献する人材の育成を支援しています。

現在は、北海道大学創成研究機構研究部において、地下深部におけるコールベッドメタン・シェールガスの挙動、及び新生代の石油システムと地球システムに関する寄付講座を開講しています。

### 森林整備活動

当社は、地球環境の保全、地域社会への貢献活動として、2005年から森林整備に取り組んでいます。これまで秋田県、北海道及び新潟県における森林の整備活動を通じて二酸化炭素の削減に努めてきたとともに、世界銀行のバイオ炭素基金への出資を通じた社会的な環境保全活動にも取り組んでいます。

# コーポレート・ガバナンスの状況

## 1. 基本的な考え方

当社は、効率的な経営により利益を上げ、かつ有用な存在として社会に受け入れられる企業であり続けるため、コーポレート・ガバナンスの重要性を認識し、業務執行役員制度の実施、社外の視点を意識した社外取締役及び社外監査役の選任、並びに内部監査部門の設置と実効性のある監査等、そのシステムの整備、充実を目指しています。

## 2. コーポレート・ガバナンス体制

当社は、代表取締役及び取締役会において担当職務を定め、指名された取締役又は執行役員が業務執行者となり、取締役会及び監査役（並びに全監査役で構成する監査役会）がその業務執行を監督する役割を担っています。（監査役制度採用会社）

### (1) 取締役、取締役会及び常務会

取締役の員数は14名であり、そのうち1名が社外取締役です。取締役会は、月1回を定例として開催され、重要な業務執行の決定権を留保しているほか、取締役又は執行役員から業務執行状況の報告を受けることにより、監督機能を果たしています。

一方、意思決定の迅速化の観点から、本社の取締役等を構成員とする常務会を設けています。常務会は、原則として月2回開催し、取締役会の決議事項に属さない事項の意思決定を行うとともに、取締役会の意思決定に資するための議論を行っています。

### (2) 監査役及び監査役会

監査役の員数は4名であり、そのうち2名が社外監査役です。監査役は、取締役会に出席するほか、常勤監査役が常務会その他の重要会議に出席するとともに、業務を執行する各取締役又は執行役員と随時意見交換を行うことにより、監督機能を果たしています。

各監査役は独立して監査権限を行使しますが、監査役会で監査方針及び監査役間の職務分担を決定しています。

### (3) 社外取締役及び社外監査役の選任状況

在任中の社外取締役（1名）及び社外監査役（2名）と当社との間に、人的関係、資本的関係又は取引関係その他の利害関係はありません。

社外取締役及び社外監査役は、一般株主との利益相反の生ずるおそれがなく、株主共同の利益を追求するための中立・公正な立場を有していることが望ましく、現在の3名はその条件を満たしています。

現在の社外取締役及び社外監査役の選任状況は、当社の取締役及び監査役の員数及び構成等のガバナンス上、妥当であると判断しています。

### (4) 内部監査

内部監査のため社長直轄の監査室が設置され、各部署において法令及び社内諸規程に従った業務遂行がなされているかの監査にあたっています。

内部監査は年度計画に基づいて順次実施され、監査結果は都度社長に報告されるとともに、必要に応じて対象部署への指摘、助言を行っています。

### (5) 会計監査人

2013年3月期の財務諸表及び内部統制の監査を実施した監査法人は、新日本有限責任監査法人であり、業務を執行した公認会計士の氏名等は以下のとおりです。

- ・氏名：梅村一彦、高橋聡
- ・監査業務に係る補助者の構成：公認会計士7名、会計士補等14名

### (6) 監査役と会計監査人・内部監査部門の連携

監査役会は、会計監査人より監査計画の事前説明及び監査報告書受領時に監査実施内容の説明を受けるほか、必要に応じて常勤監査役が会計監査の実施状況の報告を受けています。

監査室が行う内部監査の報告書は、社長に加え、監査役会及び会計監査人にも提出されます。また、常勤監査役に対しては定期的に監査状況を説明しています。

### (7)現在の企業統治の体制を採用している理由

当社は、業務執行体制を明確化することを目的として、執行役員制度を導入し、代表取締役及び取締役会において担当職務を定めて指名された取締役又は執行役員が業務執行者となります。

一方で取締役会の監督機能を強化するため、高い識見を有する独立性の高い社外取締役を選任しており、当該社外取締役と社外監査役からは経営陣から独立した立場で、議案、審議等につき積極的に意見、助言を受け、それに応じて取締役会では活発な議論がなされています。

当社は、このように各々の担当職務に精通し責任を持つ代表取締役及び執行役員による経営に対し、独立した社外取締役及び社外監査役が意見し監督する体制により、客観的かつ適正な意思決定が十分に担保されると考えています。

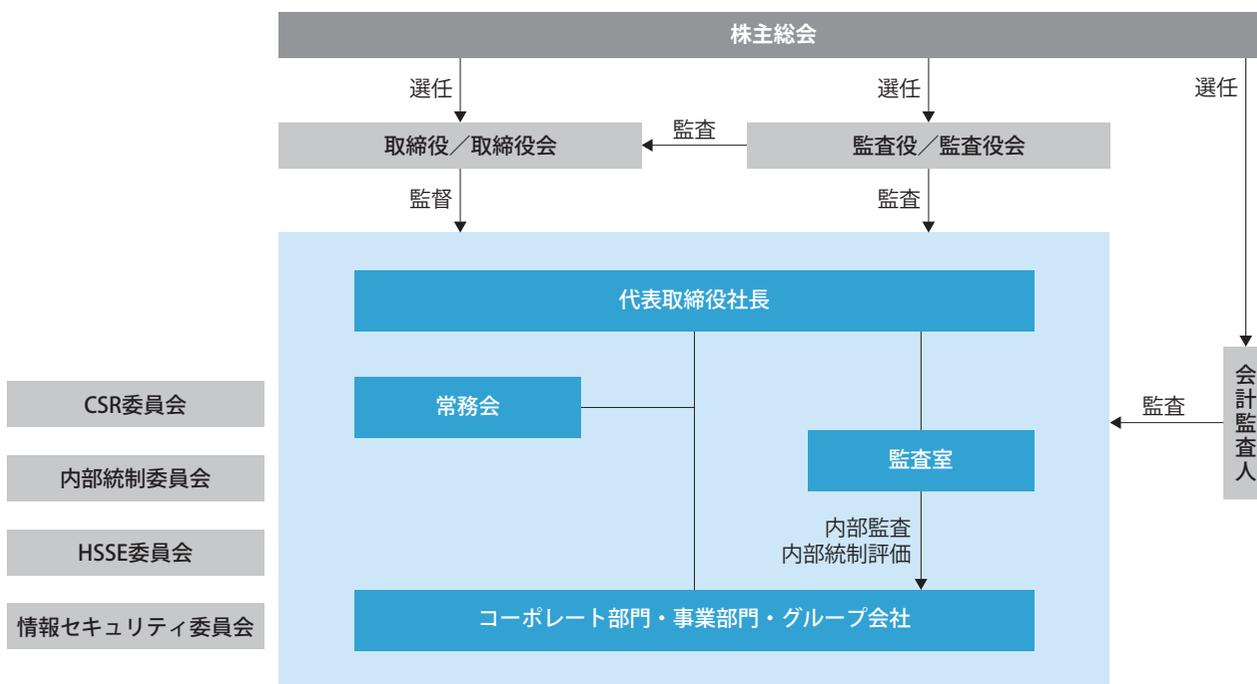
### 3.内部統制システム及び リスク管理体制の整備状況

当社では、内部統制委員会及び監査室を主体として、業務の適正を確保するための体制の点検、整備を継続しており、会社法及び会社法施行規則に定める、業務の適正を確保するために必要な体制は、以下の方針に従い整備することとしています。

#### (1)取締役の職務の執行が法令及び定款に適合することを確保するための体制

取締役会規程及び取締役会決議基準のもと、各取締役がその責任と権限に基づき取締役会に付議、報告することにより取締役間の相互牽制を働かせるとともに、必要に応じ監査役が取締役会で意見を述べる。

### コーポレート・ガバナンス体制及び内部統制体制(模式図)



## (2) 取締役の職務の執行に係る情報の保存及び管理に関する体制

取締役会議事録、稟議書、各種契約書その他業務の執行状況を示す主要な文書を保存するものとし、詳細については、文書取扱規程による。

## (3) 損失の危険の管理に関する規程その他の体制

与信管理規程、市場リスク管理・デリバティブ取引規程のほか各種緊急対策要領を再点検し、必要に応じてリスク管理の観点からマニュアル等を作成する。

## (4) 取締役の職務の執行が効率的に行われることを確保するための体制

取締役会付議案件を事前に常務会で審議の上、原則として毎月取締役会を開催し、迅速な意思決定を行い、決裁・承認規程に基づく権限委譲により効率的に執行する。

## (5) 使用人の職務の執行が法令及び定款に適合することを確保するための体制

各部署ごとに各種業務規程、マニュアルに基づく管理を行うとともに、監査室により内部統制の有効性を監査し、その結果を社長に報告する。

## (6) 企業集団における業務の適正を確保するための体制

親会社の内部統制委員会において親会社の内部統制方針を主要グループ会社に示すとともに、子会社・関連会社管理規程に基づきグループ会社の経営管理を行う。また、親会社の監査室により定期的に主要グループ会社の監査を行う。

## (7) 監査役会の職務を補助すべき使用人に関する事項

監査役会事務局として1名以上を指名し、監査役会の指示によりその職務を行う。

## (8) 前号の使用人の取締役からの独立性に関する事項

当該使用人の任命、異動等の人事権に関わる事項の決定には、監査役会の事前の同意を得る。

## (9) 取締役及び使用人が監査役に報告をするための体制

取締役会で月次の業務報告を行うとともに、稟議書を監査役に回付する。また、取締役は、会社に著しい損害を及ぼすおそれのある事実があることを発見したときは、直ちに監査役会に報告する。

## (10) その他監査役会の監査が実効的に行われることを確保するための体制

監査室及び会計監査人は監査役に対し定期的に情報を提供する。

## (11) 財務計算に関する書類その他の情報の適正性を確保するための体制

財務報告の信頼性を確保するため、財務報告に係る内部統制システムを整備し、適正な運用を図るとともに、有効性の評価を行う。

また、当社は、事業実施の決定にあたり、各部門の担当取締役及び執行役員の責任において、事業リスク(計画、戦略、財務、与信に係るリスク)の検証を行った上で、常務会及び必要に応じて取締役会で機関決定を行うこととしています。

このように段階を踏み、合議の上で事業が実施されており、事業の実行段階においても各種マニュアルを整備するなどして事業リスクを管理する仕組みを作っています。また、内部統制委員会及び監査室において、具体的な事業リスクを考慮したリスクマップを作成し、主要グループ会社を含めたリスク管理体制の検討を行っています。

## 4. 役員報酬等及び監査報酬の内容等

2013年3月期における取締役及び監査役の報酬等並びに監査公認会計士等に対する報酬の内容は以下のとおりです。

### (1) 役員報酬等

#### ① 役員区分ごとの報酬等の総額、報酬等の種類別の総額及び対象となる役員の員数

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	退職慰労金	
<b>取締役</b> (社外取締役を除く)	489	368	-	121	14
<b>監査役</b> (社外監査役を除く)	47	31	4	11	2
<b>社外役員</b>	46	36	-	10	3

注 上記の役員の員数には、2012年6月26日開催の第42回定時株主総会終結の時をもって退任した取締役1名を含みます。

#### ② 役員の報酬等の額の決定に関する方針

基本報酬である月額報酬に関しては、株主総会の決議により定められた上限額(取締役分：月額4,000万円、監査役分：月額600万円)の範囲内で、各取締役分については取締役会の決議に基づき社長が決定し、各監査役分については監査役間の協議により、それぞれ決定します。

賞与に関しては、事業年度ごとに株主総会の決議により、取締役及び監査役それぞれの支給総額について承認を得た上で、月額報酬と同様に、各取締役分については取締役会の決議に基づき社長が決定し、各監査役分については監査役間の協議により、決定します。

退職慰労金に関しては、株主総会の決議により、当社所定の基準に従い退任取締役及び退任監査役に対し退職慰労金を贈呈する旨のほか、その具体的な金額、贈呈の時期、方法等は、退任取締役分については取締役会に一任し、退任監査役分については監査役間の協議による旨の承認を得て、その内容に従い決定します。

### (2) 監査公認会計士等に対する報酬の内容

#### ① 監査証明業務に基づく報酬

当社：61百万円、連結子会社：24百万円

#### ② 非監査業務に基づく報酬

当社：4百万円、連結子会社：2百万円

なお、監査公認会計士等に対する監査報酬は、監査日数等を勘案した上で決定しています。



主要財務データの推移(5年間) .....	38
経営者による財政状態、 経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析 .....	39
連結貸借対照表 .....	44
連結損益計算書 .....	46
連結包括利益計算書 .....	47
連結株主資本等変動計算書 .....	48
連結キャッシュ・フロー計算書 .....	50
連結財務諸表に対する注記 .....	51
独立監査人の監査報告書 .....	74

# 主要財務データの推移(5年間)

石油資源開発株式会社及び連結子会社  
3月31日に終了した連結会計年度

百万円

	2013	2012	2011	2010	2009
<b>会計年度：</b>					
売上高	¥ 231,086	¥ 230,638	¥ 199,651	¥ 179,752	¥ 202,127
売上原価	172,075	174,359	144,919	125,467	134,447
探鉱費	13,086	7,805	9,798	10,396	15,352
販売費及び一般管理費	32,017	33,426	31,084	30,769	32,237
営業利益	13,906	15,045	13,849	13,119	20,090
当期純利益(△損失)	△ 865	17,027	10,010	17,939	12,560
設備投資	25,355	23,806	21,975	28,835	30,902
減価償却費	16,294	23,902	24,587	23,237	21,521
営業活動によるキャッシュ・フロー	34,254	37,172	34,284	38,948	36,381
投資活動によるキャッシュ・フロー	△ 14,836	△ 13,950	△ 24,282	△ 29,300	△ 23,342
財務活動によるキャッシュ・フロー	△ 7,177	9,856	△ 521	△ 4,054	△ 477
<b>会計年度末：</b>					
総資産	¥ 525,172	¥ 532,890	¥ 516,098	¥ 521,009	¥ 500,444
純資産	403,625	406,773	393,689	398,747	378,227
長期借入金	24,197	26,198	26,898	24,471	25,325
円					
<b>1株当たり情報：</b>					
1株当たり純資産	¥6,691.58	¥6,869.27	¥6,743.83	¥6,839.05	¥6,486.85
1株当たり当期純利益(△損失)	△ 15.14	297.92	175.16	313.88	219.77
1株当たり配当金(年間)	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00
<b>その他データ：</b>					
従業員数(人)	1,747	1,743	1,728	1,735	1,678

# 経営者による財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析

## 事業の内容

当社グループ(当社及び当社の関係会社)は、当社、子会社26社及び関連会社17社(2013年3月31日現在)により構成されており、「石油・天然ガス関連事業」を主たる事業内容とし、国内での事業活動に加え、海外においては事業拠点ごとに設立されたプロジェクト会社により事業活動を展開しています。

## 経営成績の分析

### 概況

2013年3月期の経営成績は、2012年3月期に比べ売上高は448百万円増収の231,086百万円、営業利益は1,139百万円減益の13,906百万円となり、当期純損益は17,892百万円減益の当期純損失865百万円となりました。

### 油価と為替レート

2013年3月期の原油販売単価は、通年の平均販売価格では2012年3月期に比べて1,169円上昇して59,023円/klとなりました。

国産原油の販売価格は、基本的に海外原油の本邦への円建輸入価格に連動して決定されます。原油CIF価格に基づくドルベースの油価は1バレル当たり114.67ドル(加重平均)と2012年3月期に比べ2.24ドル上昇しています。一方、為替レートは、

81.71円/ドル(加重平均)と2012年3月期に比べ2.78円の円安となりました。

海外買入原油の販売につきましては仕入価格と連動するため、油価・為替の変動が損益に与える影響は軽微です。

また、ビチューメンのカナダドルベースの販売単価は、1バレル当たり50.71カナダドル(加重平均)と2012年3月期に比べ0.90カナダドル上昇しています。一方、為替レートは、87.05円/カナダドル(加重平均)と2012年3月期に比べ10.83円の円安となりました。

### 設備投資と減価償却費

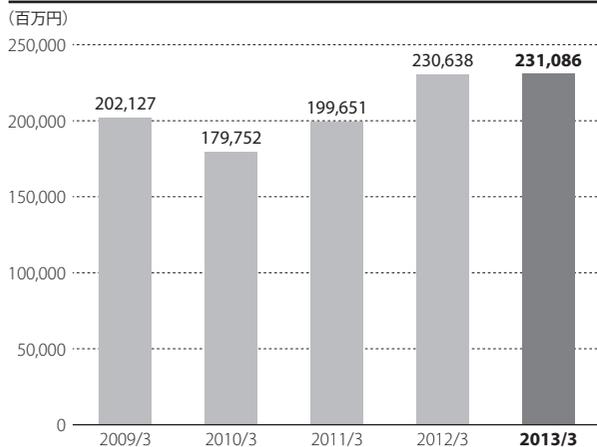
2013年3月期の設備投資額は25,355百万円(2012年3月期比1,549百万円の増加)となりました。主なものは、米国におけるシェールオイル権益に係る探鉱開発権の取得や、イラク共和国ガルフ油田の開発に係る投資額などです。減価償却費は16,294百万円(2012年3月期比7,607百万円の減少)となりました。

### 探鉱活動

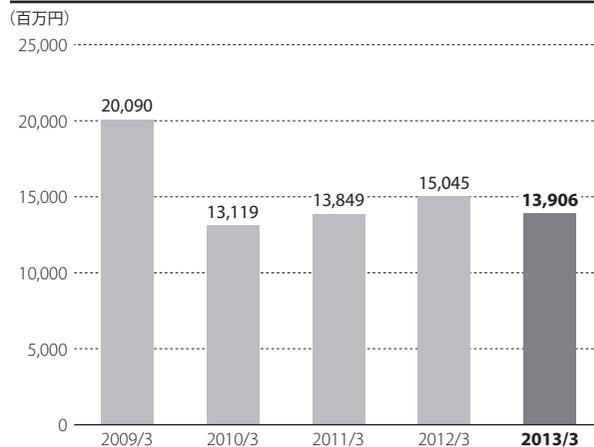
2013年3月期の探鉱費は、2012年3月期に比べ5,280百万円増加して13,086百万円となりました。

探鉱費の内訳は、国内では、主に北海道及び新潟県におけるそれぞれ2坑の探掘作業、並びに秋田県や山形県での地震探鉱作業によるものであり、海外では、主にカナダでの探鉱評価作業及びインドネシアでの試掘作業などによるものです。

### 売上高



### 営業利益



## 売上高の状況

2013年3月期の売上高の構成は、「原油・天然ガス」が177,423百万円(構成比76.8%)、「請負」が9,674百万円(構成比4.2%)、「その他」が43,988百万円(構成比19.0%)となっています。

### 原油・天然ガス

原油・天然ガス(液化天然ガス(LNG)及びビチューメンを含む)の売上高は、天然ガスの販売価格の上昇、LNGの販売数量の増加及び販売価格の上昇などによる増収要因があるものの、主に天然ガスの販売数量の減少などにより、177,423百万円と2012年3月期に比べ3,356百万円の減収となりました。

原油の販売数量は1,335千klと2012年3月期に比べ60千kl減少となりました。数量減となった主な要因は、国内において北海道の勇払油ガス田における生産量が減少したことなどによるものです。一方、原油の売上高は、油価の上昇及び為替が円安になったことによる販売価格の上昇という増収要因はあるものの、販売数量の減少により、2012年3月期に比べ1,919百万円減少し、78,834百万円となりました。

天然ガスの販売数量は1,455百万m<sup>3</sup>と2012年3月期に比べ274百万m<sup>3</sup>減少となり、販売単価は4.63円/m<sup>3</sup>上昇して47.95円/m<sup>3</sup>となった結果、天然ガスの売上高は69,795百万円と2012年3月期に比べ5,162百万円減少しています。数量減となった主な要因は、国内における産業用向け販売数量の減少

によるものです。

LNGは、2012年3月期に比べ13千トン増加の229千トンを販売し、売上高は19,098百万円と2012年3月期に比べ3,168百万円増加しました。

ビチューメンは、2012年3月期に比べ33千kl減少の349千klを販売し、売上高は9,694百万円と2012年3月期に比べ557百万円増加しました。

### 請負

請負(掘削工事及び地質調査の受注等)の売上高は、9,674百万円と2012年3月期に比べ1,314百万円の増収となりました。

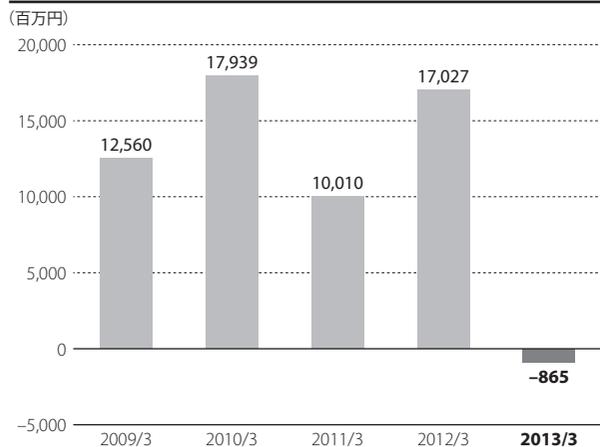
### その他

液化石油ガス(LPG)・重油等の石油製品等の販売、天然ガス・石油製品の受託輸送及びその他業務受託等の売上高は、主に天然ガスの受託輸送収入の増加などにより、43,988百万円と2012年3月期に比べ2,490百万円の増収となりました。

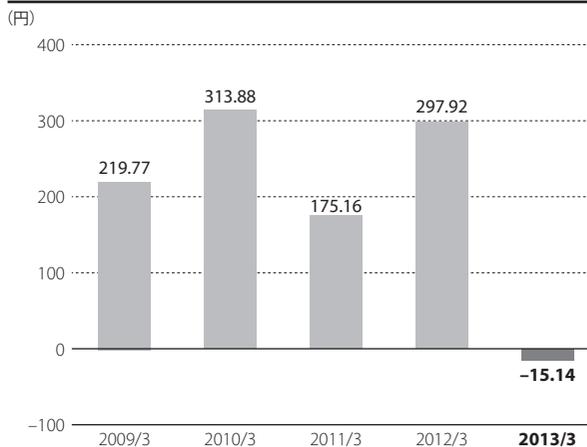
### 営業費用

売上原価は172,075百万円と2012年3月期に比べ2,283百万円減少しています。これは主に、国内における減価償却費の減少や、天然ガスの販売数量減少に伴う変動費の減少などによるものです。

## 当期純利益(損失)



## 1株当たり当期純利益(損失)



探鉱費については、39ページの探鉱活動の項目をご参照ください。

販売費及び一般管理費は32,017百万円と2012年3月期に比べ1,409百万円減少しました。

以上の結果、営業利益は2012年3月期に比べ1,139百万円減益の13,906百万円となりました。

### 税金等調整前当期純損失

その他収益は、主にサハリン石油ガス開発(株)等からの受取配当金の増加や、持分法による投資損失及び為替差損がそれぞれ持分法による投資利益及び為替差益に転じたこと、並びにJapan Canada Oil Sands Limitedにおけるピチューメン権益の譲渡による権益譲渡益を計上したことなどにより、2012年3月期に比べ増益となりました。

一方、その他費用は、前述の持分法による投資損失及び為替差損の減少に加え、有価証券売却損や有価証券評価損などが減少したこと、並びに北海道における勇払油ガス田の生産操業に係る事業用資産の減損損失を計上したことなどにより、税金等調整前当期純損失は2012年3月期に比べ28,910百万円減益の6,439百万円となりました。

### 当期純損失

2013年3月期の「法人税、住民税及び事業税」に「法人税等調整額」を加えた法人税等の金額は△6,927百万円(2012年3月期に比べ11,674百万円減少)となりました。これは主に、前述の減損損失の計上に伴う繰延税金資産の計上などにより法人税等調整額が減少したことなどによるものです。

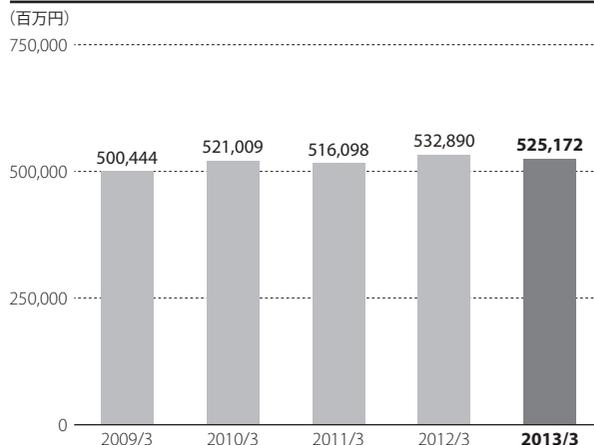
少数株主利益は2012年3月期に比べ655百万円増加の1,352百万円となりました。

以上の結果、税効果会計適用後の法人税等及び少数株主利益を控除した後の当期純損失は865百万円(2012年3月期に比べ17,892百万円減益)となりました。

### 長期借入金



### 総資産



## 財政状態及びキャッシュ・フローの状況の分析

### 資産・負債及び純資産の状況

2013年3月期末における総資産は2012年3月期末に比べ7,717百万円減少し、525,172百万円となりました。このうち流動資産は23,591百万円増加し188,645百万円、固定資産は31,309百万円減少し336,526百万円となりました。

流動資産の主な変動は、現金及び預金の増加、受取手形及び売掛金の増加、短期間の資金運用による有価証券の増加、原材料及び貯蔵品の増加、及び現先取引による短期貸付金の減少などによるものです。

固定資産の変動のうち有形固定資産については、主に前述の北海道における勇払油ガス田に係る事業用資産の減損損失の計上により、42,175百万円減少しました。投資その他の資産は、国際石油開発帝石(株)などの株価下落により投資有価証券が減少した一方、持分法適用関連会社であるKangean Energy Indonesia Ltd. (KEI) 及びEMP Exploration (Kangean) Ltd. (EMPE) への長期貸付金の増加、繰延税金資産の増加、及びイラク共和国ガラフ油田の開発に係る投資額が増加したことにより、7,628百万円増加しました。

2013年3月期末の負債合計は、支払手形及び買掛金などが増加したものの、長期借入金の返済による借入金の減少や、前述の投資有価証券の減少などにより繰延税金負債が減少し

たことなどにより、2012年3月期末に比べ4,570百万円減少し、121,547百万円となりました。

2013年3月期末の純資産合計は、為替換算調整勘定及び(株)ジャベックスガラフの第三者割当増資により少数株主持分が増加したものの、利益剰余金及びその他有価証券評価差額金が減少したことなどにより、2012年3月期末に比べ3,147百万円減少の403,625百万円となりました。

以上の結果、2013年3月期末の自己資本比率は72.8%となりました。

### キャッシュ・フローの状況

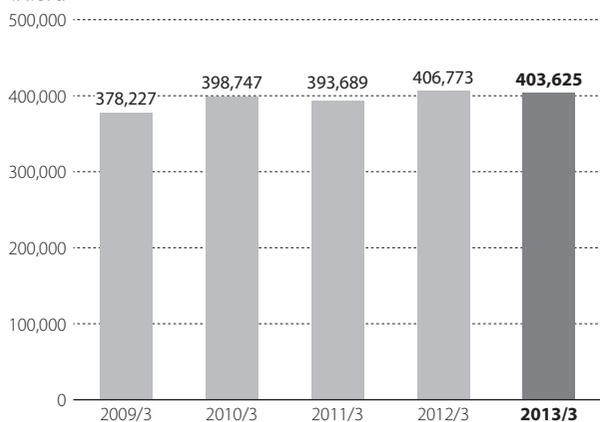
2013年3月期末における現金及び現金同等物(以下「資金」という。)は、2012年3月期末に比べ12,836百万円増加し、112,639百万円となりました。主な内訳は以下のとおりです。

#### 営業活動によるキャッシュ・フロー

営業活動の結果得られた資金は34,254百万円となりました。これは主に税金等調整前当期純損失6,439百万円、減価償却費16,294百万円、減損損失37,094百万円、受取利息及び受取配当金11,713百万円、売上債権及び仕入債務の増加額8,957百万円、権益譲渡益2,829百万円、法人税等の支払額5,125百万円などによるものです。

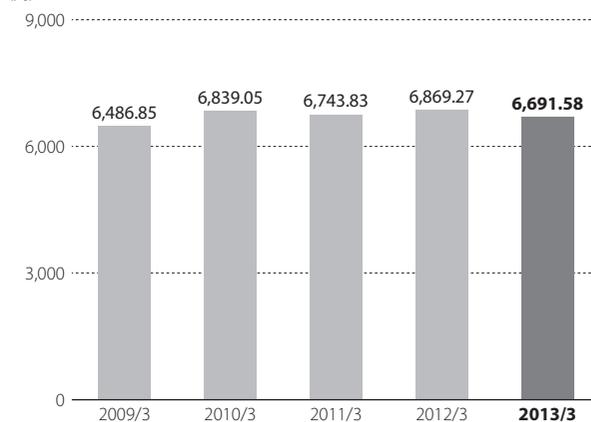
### 純資産

(百万円)



### 1株当たり純資産

(円)



### 投資活動によるキャッシュ・フロー

投資活動の結果使用した資金は14,836百万円となりました。これは主に定期預金の預入による支出18,124百万円、有形固定資産の取得による支出10,195百万円、投資有価証券の取得による支出5,623百万円、生産物回収勘定の支出12,061百万円、及び貸付けによる支出4,061百万円などの支出額が、定期預金の払戻による収入15,784百万円、有価証券の売却及び償還による収入3,300百万円、投資有価証券の売却及び償還による収入2,446百万円、並びに利息及び配当金の受取額12,844百万円などの収入額を上回っ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

財務活動の結果使用した資金は7,177百万円となりました。これは主に長期借入金の返済による支出11,141百万円及び配当金の支払額2,286百万円などの支出額が、KEI及びEMPEへの融資資金を調達するための長期借入れによる収入1,875百万円及び(株)ジャベックスグラフの第三者割当増資による少数株主からの払込みによる収入5,428百万円を上回ったことによるものです。

### 財務政策

当社及び連結子会社では運転資金及び設備資金等について、以下のように管理しています。

運転資金は、主に内部資金により調達していますが、一部の連結子会社においては、売掛債権の回収と固定費支払いのタイミングのズレから一時的に資金が必要になった場合、原則として当社グループ内で融通し、なおも不足する場合にこれを短期借入金で調達しています。また、運転資金の効率的な調達を目的として取引銀行6行と総額27,130百万円の当座貸越契約を結んでいます。短期借入金は2012年3月期末、2013年3月期末ともありません。

設備投資や海外事業投資のための資金についても、主に内部資金により調達していますが、投資金額が多額な場合、手元流動性とのバランスやその投資の性質を勘案し、長期の借入を行うことがあります。2013年3月期末の1年内返済予定の長期借入金及び長期借入金の合計残高は、2012年3月期末に比べ6,074百万円減の28,761百万円となっており、その内訳は、白石・郡山間ガスパイプライン敷設工事宛て借入が2,332百万円、インドネシアのカンゲアン鉱区の開発資金宛て借入が26,429百万円です。

この他、当社グループは偶発債務として、海外のプロジェクト会社等の事業資金宛の銀行借入等及び当社従業員の住宅ローンに対する保証債務が、2013年3月期末において35,123百万円ありますが、これらに対する支払準備は、預金及び市場性のある有価証券により流動性を確保しています。

## 連結貸借対照表

石油資源開発株式会社及び連結子会社  
2013年3月31日現在

資産	百万円		千米ドル (注記 1)
	2013	2012	2013
<b>流動資産:</b>			
現金及び預金 (注記 10、19)	¥ 53,870	¥ 29,805	\$ 573,085
受取手形及び売掛金 (注記 10)	32,337	27,392	344,010
有価証券 (注記 4、10、19)	53,414	51,870	568,234
商品及び製品 (注記 3)	4,490	4,407	47,765
仕掛品 (注記 3)	77	99	819
原材料及び貯蔵品 (注記 3)	7,007	4,952	74,542
繰延税金資産 (注記 6)	1,210	1,722	12,872
短期貸付金 (注記 10)	31,418	39,295	334,234
その他	4,850	5,509	51,595
控除: 貸倒引当金	(31)	(1)	(329)
<b>流動資産合計</b>	<b>188,645</b>	<b>165,054</b>	<b>2,006,861</b>
<b>固定資産:</b>			
有形固定資産 (注記 16):			
土地	12,175	15,097	129,521
建物及び構築物	149,528	154,526	1,590,723
坑井	71,121	71,662	756,606
機械装置及び運搬具	113,055	133,791	1,202,712
建設仮勘定	2,957	708	31,457
その他	18,932	19,870	201,404
控除: 減価償却累計額	(277,087)	(262,797)	(2,947,734)
<b>有形固定資産合計</b>	<b>90,683</b>	<b>132,859</b>	<b>964,712</b>
無形固定資産:			
その他	10,394	7,156	110,574
<b>無形固定資産合計</b>	<b>10,394</b>	<b>7,156</b>	<b>110,574</b>
投資その他の資産:			
投資有価証券 (注記 4、10)	177,304	192,726	1,886,212
長期貸付金 (注記 10)	30,331	23,407	322,670
繰延税金資産 (注記 6)	5,959	878	63,393
その他	26,515	15,439	282,074
控除: 貸倒引当金	(31)	(38)	(329)
控除: 海外投資等損失引当金	(4,630)	(4,593)	(49,255)
<b>投資その他の資産合計</b>	<b>235,449</b>	<b>227,820</b>	<b>2,504,776</b>
<b>固定資産合計</b>	<b>336,526</b>	<b>367,836</b>	<b>3,580,063</b>
<b>資産合計</b>	<b>¥ 525,172</b>	<b>¥ 532,890</b>	<b>\$ 5,586,936</b>

添付の注記は、これらの連結財務諸表の一部である。

負債及び純資産	百万円		千米ドル (注記 1)
	2013	2012	2013
<b>流動負債:</b>			
支払手形及び買掛金 (注記 10)	¥ 18,947	¥ 7,251	\$ 201,563
役員賞与引当金	23	94	244
災害損失引当金	1	115	10
その他 (注記 5、6)	22,182	25,516	235,978
<b>流動負債合計</b>	<b>41,155</b>	<b>32,977</b>	<b>437,819</b>
<b>固定負債:</b>			
長期借入金 (注記 5、10)	24,197	26,198	257,414
繰延税金負債 (注記 6)	31,983	42,601	340,244
退職給付引当金 (注記 7)	6,938	7,129	73,808
役員退職慰労引当金	802	745	8,531
資産除去債務 (注記 2(16)、12)	10,858	9,670	115,510
その他 (注記 5)	5,611	6,795	59,691
<b>固定負債合計</b>	<b>80,391</b>	<b>93,140</b>	<b>855,223</b>
<b>負債合計</b>	<b>121,547</b>	<b>126,117</b>	<b>1,293,053</b>
<b>契約債務及び偶発債務 (注記 9、11、13)</b>			
<b>純資産 (注記 8):</b>			
<b>株主資本:</b>			
資本金:			
授權資本 — 120,000,000 株			
発行済株式総数	14,288	14,288	152,000
2013年及び2012年3月31日現在 — 57,154,776 株			
利益剰余金	291,990	294,323	3,106,276
自己株式 (2013年及び2012年3月31日現在 — 2,139 株)	(10)	(10)	(106)
<b>株主資本合計</b>	<b>306,268</b>	<b>308,601</b>	<b>3,258,170</b>
<b>その他の包括利益累計額:</b>			
その他有価証券評価差額金	78,310	89,366	833,085
繰延ヘッジ損益	226	20	2,404
為替換算調整勘定	(2,362)	(5,391)	(25,127)
<b>その他の包括利益累計額合計</b>	<b>76,173</b>	<b>83,995</b>	<b>810,351</b>
<b>少数株主持分</b>	<b>21,183</b>	<b>14,176</b>	<b>225,351</b>
<b>純資産合計</b>	<b>403,625</b>	<b>406,773</b>	<b>4,293,882</b>
<b>負債純資産合計</b>	<b>¥ 525,172</b>	<b>¥ 532,890</b>	<b>\$ 5,586,936</b>

添付の注記は、これらの連結財務諸表の一部である。

## 連結損益計算書

石油資源開発株式会社及び連結子会社  
2013年3月31日終了年度

	百万円		千米ドル (注記 1)
	2013	2012	2013
<b>売上高</b>	<b>¥ 231,086</b>	<b>¥ 230,638</b>	<b>\$ 2,458,361</b>
売上原価 (注記 3)	172,075	174,359	1,830,585
<b>売上総利益</b>	<b>59,010</b>	<b>56,278</b>	<b>627,765</b>
探鉱費	13,086	7,805	139,212
販売費及び一般管理費 (注記 15)	32,017	33,426	340,606
<b>営業利益</b>	<b>13,906</b>	<b>15,045</b>	<b>147,936</b>
その他収益(費用):			
受取利息	2,085	1,368	22,180
受取配当金	9,628	5,507	102,425
有価証券売却損益(損)	220	474	2,340
為替差損益(損)	1,534	(193)	16,319
支払利息	(275)	(219)	(2,925)
有価証券評価損	(1)	(360)	(10)
デリバティブ評価損	(208)	(4)	(2,212)
持分法による投資損失	-	(408)	-
固定資産売却益	53	140	563
補助金収入	345	-	3,670
権益譲渡益	2,829	-	30,095
受取保険金	-	620	-
固定資産除却損	(667)	(460)	(7,095)
減損損失 (注記 16)	(37,094)	-	(394,617)
災害による損失 (注記 2(17))	-	(7)	-
その他	1,205	967	12,819
	(20,346)	7,425	(216,446)
税金等調整前当期純利益(損失)	(6,439)	22,471	(68,500)
法人税等 (注記 6):			
法人税、住民税及び事業税	3,352	3,709	35,659
法人税等調整額	(10,279)	1,037	(109,351)
	(6,927)	4,746	(73,691)
少数株主損益調整前当期純利益	487	17,724	5,180
少数株主利益	1,352	696	14,382
<b>当期純利益(損失) (注記 18)</b>	<b>¥ (865)</b>	<b>¥ 17,027</b>	<b>\$ (9,202)</b>

添付の注記は、これらの連結財務諸表の一部である。

## 連結包括利益計算書

石油資源開発株式会社及び連結子会社  
2013年3月31日終了年度

	百万円		千米ドル (注記 1)
	2013	2012	2013
少数株主損益調整前当期純利益	¥ 487	¥ 17,724	\$ 5,180
その他の包括利益 (注記 20):			
その他有価証券評価差額金	(11,043)	(6,191)	(117,478)
繰延ヘッジ損益	221	(10)	2,351
為替換算調整勘定	3,389	(1,414)	36,053
持分法適用会社に対する持分相当額	(12)	(154)	(127)
その他の包括利益合計	(7,444)	(7,770)	(79,191)
<b>包括利益</b>	<b>¥ (6,957)</b>	<b>¥ 9,953</b>	<b>\$ (74,010)</b>
(内訳) (注記 20):			
親会社株主に係る包括利益	¥ (8,709)	¥ 9,455	\$ (92,648)
少数株主に係る包括利益	1,751	497	18,627

添付の注記は、これらの連結財務諸表の一部である。

## 連結株主資本等変動計算書

石油資源開発株式会社及び連結子会社  
2013年3月31日終了年度

	百万円		千米ドル (注記 1)
	2013	2012	2013
<b>株主資本</b>			
資本金			
当期首残高	¥ 14,288	¥ 14,288	\$ 152,000
当期末残高	¥ 14,288	¥ 14,288	\$ 152,000
利益剰余金			
当期首残高	¥ 294,323	¥ 279,582	\$ 3,131,095
当期変動額:			
剰余金の配当	(2,286)	(2,286)	(24,319)
当期純利益(損失)	(865)	17,027	(9,202)
持分法の適用範囲の変動	817	-	8,691
当期変動額合計	(2,333)	14,740	(24,819)
当期末残高	¥ 291,990	¥ 294,323	\$ 3,106,276
自己株式			
当期首残高	¥ (10)	¥ (10)	\$ (106)
当期変動額:			
自己株式の取得	-	(0)	-
当期変動額合計	-	(0)	-
当期末残高	¥ (10)	¥ (10)	\$ (106)
<b>株主資本合計</b>			
当期首残高	¥ 308,601	¥ 293,861	\$ 3,282,989
当期変動額:			
剰余金の配当	(2,286)	(2,286)	(24,319)
当期純利益(損失)	(865)	17,027	(9,202)
持分法の適用範囲の変動	817	-	8,691
自己株式の取得	-	(0)	-
当期変動額合計	(2,333)	14,740	(24,819)
当期末残高	¥ 306,268	¥ 308,601	\$ 3,258,170

添付の注記は、これらの連結財務諸表の一部である。

	百万円		千米ドル (注記 1)
	2013	2012	2013
<b>その他の包括利益累計額</b>			
その他有価証券評価差額金			
当期首残高	¥ 89,366	¥ 95,518	\$ 950,702
当期変動額:			
株主資本以外の項目の当期変動額(純額)	(11,056)	(6,152)	(117,617)
当期変動額合計	(11,056)	(6,152)	(117,617)
当期末残高	¥ 78,310	¥ 89,366	\$ 833,085
繰延ヘッジ損益			
当期首残高	¥ 20	¥ 17	\$ 212
当期変動額:			
株主資本以外の項目の当期変動額(純額)	206	3	2,191
当期変動額合計	206	3	2,191
当期末残高	¥ 226	¥ 20	\$ 2,404
為替換算調整勘定			
当期首残高	¥ (5,391)	¥ (3,968)	\$ (57,351)
当期変動額:			
株主資本以外の項目の当期変動額(純額)	3,028	(1,422)	32,212
当期変動額合計	3,028	(1,422)	32,212
当期末残高	¥ (2,362)	¥ (5,391)	\$ (25,127)
<b>その他の包括利益累計額合計</b>			
当期首残高	¥ 83,995	¥ 91,566	\$ 893,563
当期変動額:			
株主資本以外の項目の当期変動額(純額)	(7,822)	(7,571)	(83,212)
当期変動額合計	(7,822)	(7,571)	(83,212)
当期末残高	¥ 76,173	¥ 83,995	\$ 810,351
<b>少数株主持分</b>			
当期首残高	¥ 14,176	¥ 8,261	\$ 150,808
当期変動額:			
株主資本以外の項目の当期変動額(純額)	7,007	5,914	74,542
当期変動額合計	7,007	5,914	74,542
当期末残高	¥ 21,183	¥ 14,176	\$ 225,351
<b>純資産合計</b>			
当期首残高	¥ 406,773	¥ 393,689	\$ 4,327,372
当期変動額:			
剰余金の配当	(2,286)	(2,286)	(24,319)
当期純利益(損失)	(865)	17,027	(9,202)
持分法の適用範囲の変動	817	-	8,691
自己株式の取得	-	(0)	-
株主資本以外の項目の当期変動額(純額)	(814)	(1,656)	(8,659)
当期変動額合計	(3,147)	13,083	(33,478)
当期末残高	¥ 403,625	¥ 406,773	\$ 4,293,882

添付の注記は、これらの連結財務諸表の一部である。

# 連結キャッシュ・フロー計算書

石油資源開発株式会社及び連結子会社

2013年3月31日終了年度

	百万円		千米ドル
	2013	2012	(注記 1)
<b>営業活動によるキャッシュ・フロー:</b>			
税金等調整前当期純利益(損失)	¥ (6,439)	¥ 22,471	\$ (68,500)
減価償却費	16,294	23,902	173,340
減損損失	37,094	-	394,617
有形固定資産除却損	656	457	6,978
有価証券及び投資有価証券評価損益(益)	1	360	10
貸倒引当金の増減額(減少)	21	(3)	223
退職給付引当金の増減額(減少)	(190)	7	(2,021)
役員退職慰労引当金の増減額(減少)	56	99	595
海外投資等損失引当金の増減額(減少)	37	(697)	393
受取利息及び受取配当金	(11,713)	(6,876)	(124,606)
支払利息	275	219	2,925
有価証券及び投資有価証券売却損益(益)	(220)	(474)	(2,340)
持分法による投資損益(益)	(753)	408	(8,010)
権益譲渡益	(2,829)	-	(30,095)
売上債権の増減額(増加)	(4,744)	(6,236)	(50,468)
たな卸資産の増減額(増加)	(2,115)	758	(22,500)
仕入債権の増減額(減少)	13,701	3,910	145,755
未払消費税等の増減額(減少)	351	74	3,734
その他	(104)	848	(1,106)
小計	39,380	39,229	418,936
法人税等の支払額又は還付額(支払)	(5,125)	(2,057)	(54,521)
営業活動によるキャッシュ・フロー	34,254	37,172	364,404
<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	(18,124)	(19,095)	(192,808)
定期預金の払戻による収入	15,784	19,446	167,914
有価証券の取得による支出	(801)	(401)	(8,521)
有価証券の売却及び償還による収入	3,300	1,900	35,106
有形固定資産の取得による支出	(10,195)	(11,618)	(108,457)
有形固定資産の売却による収入	49	191	521
無形固定資産の取得による支出	(3,852)	(217)	(40,978)
資産除去債務の履行による支出	(72)	(447)	(765)
投資有価証券の取得による支出	(5,623)	(1,586)	(59,819)
投資有価証券の売却及び償還による収入	2,446	4,194	26,021
生産物回収勘定の支出	(12,061)	(6,406)	(128,308)
貸付けによる支出	(4,061)	(8,018)	(43,202)
貸付金の回収による収入	2,574	115	27,382
利息及び配当金の受取額	12,844	7,453	136,638
残余財産の分配による収入	111	472	1,180
権益譲渡による収入	2,829	-	30,095
その他	17	65	180
投資活動によるキャッシュ・フロー	(14,836)	(13,950)	(157,829)
<b>財務活動によるキャッシュ・フロー:</b>			
長期借入れによる収入	1,875	7,895	19,946
長期借入金の返済による支出	(11,141)	(778)	(118,521)
自己株式の取得による支出	-	(0)	-
配当金の支払額	(2,286)	(2,286)	(24,319)
少数株主への配当金の支払額	(177)	(265)	(1,882)
利息の支払額	(308)	(188)	(3,276)
リース債務の返済による支出	(568)	(270)	(6,042)
少数株主からの払込みによる収入	5,428	5,908	57,744
少数株主への払戻による支出	-	(149)	-
その他	-	(9)	-
財務活動によるキャッシュ・フロー	(7,177)	9,856	(76,351)
現金及び現金同等物に係る換算差額	596	(101)	6,340
現金及び現金同等物の増減額(減少)	12,836	32,976	136,553
現金及び現金同等物の期首残高	99,803	66,826	1,061,734
現金及び現金同等物の期末残高(注記 19)	¥ 112,639	¥ 99,803	\$ 1,198,287

添付の注記は、これらの連結財務諸表の一部である。

## 連結財務諸表に対する注記

石油資源開発株式会社及び連結子会社  
2013年3月31日終了年度

### 1. 連結財務諸表作成の基本事項

石油資源開発株式会社(以下、「当社」という。)及び連結子会社(合わせて以下、「当社グループ」という。)の連結財務諸表は、金融商品取引法及び関連する会計規則に基づき、日本において一般に公正妥当と認められた会計基準に準拠して作成されており、国際財務報告基準の適用及び開示要求とは相違する点がある。

当連結財務諸表は、在外読者の便宜のため、国内で開示された連結財務諸表に一部組替及び配列の変更を加えたものである。また、2012年3月期の連結財務諸表については2013年3月期の連結財務諸表に合わせて一部組替を行っている。

当連結財務諸表は、当社の所在地であり、活動の拠点である日本の通貨(円)により作成されている。

金融商品取引法の規定に認められている百万円未満の切捨て表示を採用しているため、当連結財務諸表中の合計金額(円貨)は、個々の表示金額の合計とは必ずしも一致しない。

当連結財務諸表とその注記で表示されているドル価は、記載されている日本円を2013年3月29日現在の概算為替相場である1米ドル=94円で換算し、千米ドル未満の切捨て表示をしたものである。したがって、当連結財務諸表中の合計金額(ドル価)は、個々の表示金額の合計とは必ずしも一致しない。この円貨のドル換算額は単に在外読者の便宜のために記載されるものであり、当該為替相場又は他の為替相場により円貨を米ドル貨に換金できることを示すものではない。

### 2. 重要な会計方針

#### (1) 連結の方針並びに非連結子会社及び関連会社株式に係る会計処理

当連結財務諸表は、当社及び重要な子会社22社(2012年3月期は21社)の各勘定を連結したものである。

支配力基準及び影響力基準に基づき、当社が直接的あるいは間接的に支配力を有している会社については連結を行い、当社グループが重要な影響力を有している会社については持分法を適用している。

2013年3月期において、関連会社13社(2012年3月期は12社)について持分法を適用している。

持分法を適用していない非連結子会社及び関連会社に対する投資は、持分法の対象から除いても連結財務諸表に及ぼす影響が軽微であるため、取得価額で計上している。

のれんの償却については、原則として5年間で均等償却することとしている。

持分法適用会社への投資差額は20年以内で均等償却している。なお、金額に重要性がない場合には発生時に一時償却している。

連結子会社のうち、12月31日を決算日とするものについては、同決算日現在の財務諸表を使用して連結財務諸表を作成している。ただし、1月1日から連結決算日まで発生した重要な取引については、連結上必要な調整を行っている。

持分法適用会社のうち、決算日が連結決算日と異なる会社については、各社の事業年度に係る財務諸表を使用している。

#### (2) 外貨換算

外貨建金銭債権債務は、連結貸借対照表日の為替相場により円換算している。

全ての外貨建取引は、当該取引発生時の為替相場により円換算しており、その結果発生した為替差損益は、当期損益として処理している。

在外連結子会社の貸借対照表項目については、少数株主持分以外の、取得時の為替相場により円換算している純資産を除き、決算時の為替相場により円換算している。同様に、収益及び費用項目についても決算時の為替相場により円換算している。

連結財務諸表上、換算から生じる差異は、為替換算調整勘定及び少数株主持分として表示している。

#### (3) 現金及び現金同等物

手許現金、随時引き出し可能な預金及び容易に換金可能であり、かつ、価値の変動について僅少なりリスクしか負わない取得日から3ヶ月以内に償還期限の到来する短期投資を現金及び現金同等物とみなしている。

#### (4) 有価証券

通常、有価証券は、売買目的、満期保有目的及びその他有価証券に分類される。その他有価証券のうち時価のあるものは期末日の市場価格等に基づく時価法により評価している。評価差額は全部純資産直入法により処理し、売却原価は移動平均法により算定している。時価のないその他有価証券は移動平均法による原価法により評価している。

#### (5) たな卸資産

商品及び製品は主として先入先出法、原材料及び貯蔵品は主として移動平均法に基づき、ともに原価法(収益性の低下による簿価切下げの方法)により評価している。

#### (6) 有形固定資産の減価償却(リース資産を除く)

有形固定資産(リース資産を除く)の減価償却の方法は、主として定率法を採用しているが、1998年4月1日以降に取得した建物(附属設備を除く)及び当社の仙台パイプライン、白石・郡山間ガスパイプライン、北海道鉱業所管内の資産、並びに国内連結子会社3社は、定額法を採用している。また、在外連結子会社2社は主として生産高比例法を採用している。

主な耐用年数は以下のとおりである。

建物及び構築物	2~60年
坑井	3年
機械装置及び運搬具	2~22年

(会計方針の変更)

(会計上の見積りの変更と区別することが困難な会計方針の変更)

当社及び国内連結子会社は、法人税法の改正に伴い、当連結会計年度より、2012年4月1日以後に取得した有形固定資産について、改正後の法人税法に基づく減価償却方法に変更している。

これによる当連結会計年度の営業利益及び税金等調整前当期純損失に与える影響は軽微である。

**(7) 無形固定資産(リース資産を除く)**

定額法を採用している。

なお、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いる。

**(8) 繰延資産**

開発費については、発生時に全額を費用処理している。

**(9) 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については、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いる。

なお、所有権移転外ファイナンス・リース取引のうち、リース取引開始日が2008年3月31日以前のリース取引については、通常の賃貸借取引に係る方法に準じた会計処理によっている。

**(10) 固定資産の減損**

当社グループは、固定資産について、資産又は資産グループに減損が生じている可能性を示す事象や変化がある場合には、減損損失を認識するかどうかの判定を行っている。

減損損失は、資産又は資産グループの帳簿価額が、資産又は資産グループから得られる割引前将来キャッシュ・フローの総額を超える場合に認識される。

減損損失を認識すべきであると判定された資産又は資産グループについては、帳簿価額を回収可能価額まで減額し、当該減少額を減損損失とする。回収可能価額とは、資産の継続的使用と使用後の処分によって生ずると見込まれる将来キャッシュ・フローの現在価値と正味売却価額のいずれか高い方の金額をいう。

**(11) 退職給付引当金**

退職給付引当金は、従業員等の退職給付に備えるため、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、計上している。

数理計算上の差異は、各連結会計年度の発生時における従業員の平均残存勤務期間以内の一定の年数(10年)による定額法により按分した額をそれぞれ発生の日連結会計年度から費用処理することとしている。

過去勤務債務は、その発生時における従業員の平均残存勤務期間以内の一定の年数(10年)による定額法により按分した額を発生連結会計年度から費用処理している。

**(12) 役員退職慰労引当金**

役員の退職慰労金の支給に備えるため、内規に基づく期末要支給額を計上している。

**(13) 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いる。

**(14) 役員賞与引当金**

役員賞与の支給に備えて、連結会計年度における支給見込額に基づき計上している。

**(15) 海外投資等損失引当金**

資源開発関係投融資の評価額の低下に対応して、投融資先各社の資産状態を検討のうえ、純資産基準により計上している。

**(16) 資産除去債務**

当社グループは、国内外の石油及び天然ガスの採掘施設などに係る法令及び借地契約等による坑井の廃坑費用や施設の撤去費用等を見積り、適切な割引率を適用して資産除去債務を計上している。

**(17) 災害損失引当金**

東日本大震災に伴う復旧費用等の支出に備えるため、連結会計年度末における見積り額を計上している。

**(18) ヘッジ会計**

繰延ヘッジ処理を採用している。

金利スワップについて特例処理の要件を満たしている場合には特例処理を、為替予約について振当処理の要件を満たしている場合には振当処理を採用している。

当社グループが、ヘッジとして利用しているヘッジ手段及びヘッジ対象の概要は次のとおりである。

ヘッジ手段： 金利スワップ、為替予約、外貨預金、原油スワップ、原油カラー

ヘッジ対象： 借入金、買掛金、未払金、原油売上高

なお、デリバティブ取引の名目金額は実際要求の基準内に制限されており、当社グループは投機的な取引は行わない方針である。

**(19) 完成工事高及び完成工事原価の計上基準**

当社グループは、各連結会計年度末までの進捗部分について成果の確実性が認められる工事については、工事進行基準(工事の進捗率の見積りは原価比例法)を、その他の工事については、工事完成基準を適用している。

**(20) 研究開発費**

発生時の費用としている。

**(21) 法人税等**

法人税等は連結損益計算書の税金等調整前当期純利益に基づいて計算される。

財務諸表上の資産・負債の金額とその税務上の金額との間の一時差異に起因する将来の税効果について繰延税金資産及び負債を認識している。繰延税金資産及び負債は、これらの一時差異が解消されると予想される年度の課税所得に適用される税率を使用して測定されている。税率の変更による繰延税金資産及び負債の影響額は、改正税法が公布された日を含む年度の損益計算書に計上される。

**(22) 未適用の会計基準等**

「退職給付に関する会計基準」(企業会計基準第26号 平成24年5月17日)及び「退職給付に関する会計基準の適用指針」(企業会計基準適用指針第25号 平成24年5月17日)

(a) 概要

数理計算上の差異及び過去勤務費用は、連結貸借対照表の純資産の部において税効果を調整した上で認識し、積立状況を示す額を負債又は資産として計上する方法に改正された。

(b) 適用予定日

2014年3月期の連結会計年度の期末に係る連結財務諸表から適用する。なお、当該会計基準等には経過的な取り扱いが定められているため、過去の期間の連結財務諸表に対しては遡及適用しない。

(c) 当該会計基準等の適用による影響

連結財務諸表に与える影響については、現在評価中である。

**(23) 追加情報**

カナダにおけるシェールガス開発・生産プロジェクト及びLNGプロジェクトへの参画手続きの完了

当社は、2013年3月4日公表のとおり、マレーシア国営石油会社であるPetroleum Nasional Berhad(以下、「PETRONAS社」、子会社含む)との間で、PETRONAS社の推進するカナダ プリティッシュ・コロンビア州のシェールガス開発・生産プロジェクト及び同州西海岸で検討中のLNG(液化天然ガス)プロジェクトへの参画について基本合意に至った。

これに基づき、連結子会社であるJAPEX Montney Ltd.(カナダ法人)を通じて、2013年4月26日にPETRONAS社と正式契約を締結し、当該参画に必要な権益取得手続きを完了した。

これにより当社は、同州ノース・モントニー地域におけるシェールガス鉱区の10%権益を取得するとともに、同州西海岸において、シェールガスをLNG化し輸出する事業(Pacific Northwest LNGプロジェクト、生産量1,200万トン/年)の10%権益と同権益比率相当のLNG(120万トン/年)を引き取る権利を併せて取得した。

**3. たな卸資産**

2013年及び2012年3月31日終了年度において、売上原価に含まれるたな卸資産の収益性の低下による簿価切下額はそれぞれ1,050百万円(11,170千米ドル)及び526百万円である。

**4. 有価証券及び投資有価証券**

当社グループの保有する有価証券及び投資有価証券は、全てその他有価証券である。

(1) 2013年及び2012年3月31日現在のその他有価証券についての情報は次のとおりである。

2013年3月31日現在	百万円			千米ドル		
	連結貸借対照表計上額	取得原価	差額	連結貸借対照表計上額	取得原価	差額
連結貸借対照表計上額が取得原価を超えるもの:						
株式	¥ 134,638	¥ 22,037	¥ 112,601	\$ 1,432,319	\$ 234,436	\$ 1,197,882
債券:						
国債・地方債等	510	476	33	5,425	5,063	351
社債	2,103	2,097	5	22,372	22,308	53
その他	1,325	1,303	22	14,095	13,861	234
その他	1,535	1,531	3	16,329	16,287	31
小計	140,113	27,446	112,666	1,490,563	291,978	1,198,574
連結貸借対照表計上額が取得原価を超えないもの:						
株式	198	200	(1)	2,106	2,127	(10)
債券:						
国債・地方債等	518	548	(30)	5,510	5,829	(319)
社債	15,484	15,498	(13)	164,723	164,872	(138)
その他	49	50	(0)	521	531	(0)
その他	36,229	36,230	(1)	385,414	385,425	(10)
小計	52,481	52,527	(46)	558,308	558,797	(489)
合計	¥ 192,595	¥ 79,974	¥ 112,620	\$ 2,048,882	\$ 850,787	\$ 1,198,085

2012年3月31日現在	百万円		
	連結貸借対照表計上額	取得原価	差額
連結貸借対照表計上額が取得原価を超えるもの:			
株式	¥ 150,813	¥ 22,099	¥ 128,714
債券:			
国債・地方債等	152	150	2
社債	2,021	2,008	12
その他	683	660	22
その他	1,674	1,661	13
小計	155,345	26,580	128,765
連結貸借対照表計上額が取得原価を超えないもの:			
株式	633	650	(16)
債券:			
国債・地方債等	800	882	(82)
社債	17,467	17,503	(35)
その他	1,596	1,607	(10)
その他	33,477	33,479	(1)
小計	53,976	54,122	(146)
合計	¥ 209,321	¥ 80,703	¥ 128,618

2013年及び2012年3月31日現在の非上場株式(連結貸借対照表計上額はそれぞれ4,225百万円(44,946千米ドル)及び7,494百万円)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、上表には含めていない。

(2) 2013年及び2012年3月31日終了年度に売却したその他有価証券の内容は次のとおりである。

2013年3月31日終了年度	百万円			千米ドル		
	売却額	売却益の合計額	売却損の合計額	売却額	売却益の合計額	売却損の合計額
その他有価証券:						
株式	¥ 665	¥ 341	¥ 186	\$ 7,074	\$ 3,627	\$ 1,978
債券:						
国債・地方債等	-	-	-	-	-	-
社債	98	0	-	1,042	0	-
その他	-	-	-	-	-	-
その他	474	69	0	5,042	734	0
合計	¥ 1,239	¥ 411	¥ 186	\$ 13,180	\$ 4,372	\$ 1,978

2012年3月31日終了年度	百万円		
	売却額	売却益の合計額	売却損の合計額
その他有価証券:			
株式	¥ 1,864	¥ 405	¥ 318
債券:			
国債・地方債等	249	-	72
社債	1,192	0	0
その他	296	58	-
その他	1,376	417	16
合計	¥ 4,979	¥ 881	¥ 407

(3) 2013年及び2012年3月31日終了年度において、当社グループはその他有価証券について、それぞれ16百万円(170千米ドル)及び703百万円減損処理を行っている。うちその他有価証券で時価を把握することが極めて困難と認められる非上場株式14百万円(148千米ドル)及び342百万円については、海外投資等損失引当金を計上済みであり、当連結会計年度及び前連結会計年度における損益への影響はない。なお、減損処理にあたっては、期末における時価が取得原価に比べ50%以上下落した場合には全て減損処理を行い、30~50%程度下落した場合には、回復可能性等を考慮して必要と認められた額について減損処理を行っている。

(4) 非連結子会社及び関連会社に対する投資の金額は、2013年及び2012年3月31日現在において、それぞれ33,898百万円(360,617千米ドル)及び27,781百万円である。

## 5. 長期借入金及びリース債務

2013年及び2012年3月31日現在の長期借入金の内訳は次のとおりである。

	百万円		千米ドル
	2013	2012	2013
銀行他の金融機関からの借入金(年利率0.61%~1.83%):			
無担保	¥ 28,761	¥ 34,835	\$ 305,968
	28,761	34,835	305,968
控除:1年内返済額	(4,563)	(8,636)	(48,542)
	¥ 24,197	¥ 26,198	\$ 257,414

2013年4月1日以降の長期借入金の年度別返済予定額は次のとおりである。

3月31日終了年度	百万円	千米ドル
2014年	¥ 4,563	\$ 48,542
2015年	4,563	48,542
2016年	4,561	48,521
2017年	3,785	40,265
2018年以降	11,286	120,063
合計	¥ 28,761	\$ 305,968

当社及び一部の連結子会社においては、運転資金の効率的な調達を行うため取引銀行6行(2012年は6行)と当座貸越契約及び貸出コミットメント契約を締結しており、これらの契約に基づく借入未実行残高は、2013年3月31日及び2012年3月31日現在において、それぞれ27,130百万円(288,617千米ドル)及び26,838百万円である。当座貸越契約及び貸出コミットメント契約の借入実行残高はない。

2013年及び2012年3月31日現在の固定負債のその他に含まれるリース債務の内訳は次のとおりである。

	百万円		千米ドル
	2013	2012	2013
リース債務	¥ 4,715	¥ 5,162	\$ 50,159
控除:1年内返済額	(532)	(552)	(5,659)
	¥ 4,183	¥ 4,609	\$ 44,500

2013年4月1日以降のリース債務の年度別返済予定額は次のとおりである。

3月31日終了年度	百万円	千米ドル
2014年	¥ 532	\$ 5,659
2015年	505	5,372
2016年	476	5,063
2017年	445	4,734
2018年以降	2,755	29,308
合計	¥ 4,715	\$ 50,159

## 6. 法人税等

当社及び国内連結子会社に課される法人税等は法人税、住民税及び事業税からなっている。当社に適用される法定実効税率は、2013年及び2012年3月31日終了年度においてそれぞれ約33.3%及び36.2%である。在外連結子会社3社の法人税等は、原則としてその法人設立国において適用される税率に基づいている。

2013年及び2012年3月31日終了年度の法定実効税率と税効果会計適用後の法人税等の負担率との間の差異の原因となった主要な項目別の内訳は次のとおりである。

	2013	2012
法定実効税率	33.3%	36.2%
(調整)		
子会社欠損金に係る税効果未認識	(20.3)	1.0
新鉱床探鉱費の特別控除	47.2	(9.2)
受取配当金益金不算入	14.8	(3.6)
税務上の繰越欠損金の利用	0.3	(2.1)
交際費等永久に損金に算入されない項目	(1.8)	0.8
持分法の適用に係る連結調整項目	3.9	0.7
評価性引当額の変動	23.9	(0.7)
子会社株式評価損	(13.7)	-
受贈益の益金不算入	17.4	(0.1)
外国税額控除	4.3	(0.5)
その他	(1.7)	(1.4)
税効果会計適用後の法人税等の負担率	107.6%	21.1%

2013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主な原因別の内訳は次のとおりである。

	百万円		千米ドル
	2013	2012	2013
繰延税金資産:			
海外投資等損失引当金	¥ 2,053	¥ 1,283	\$ 21,840
税務上の繰越欠損金	5,482	8,410	58,319
退職給付引当金	2,243	2,348	23,861
固定資産減価償却費	13,618	2,934	144,872
役員退職慰労引当金	281	259	2,989
資産除去債務	2,480	2,470	26,382
固定資産減損損失	1,031	830	10,968
その他	10,459	8,365	111,265
繰延税金資産小計	37,651	26,902	400,542
評価性引当額	(14,909)	(15,332)	(158,606)
繰延税金資産合計	22,741	11,570	241,925
繰延税金負債:			
探鉱準備金	(10,269)	(10,592)	(109,244)
その他有価証券評価差額金	(34,313)	(39,266)	(365,031)
固定資産圧縮積立金	(107)	(121)	(1,138)
その他	(3,202)	(1,933)	(34,063)
繰延税金負債合計	(47,892)	(51,913)	(509,489)
繰延税金負債の純額	¥ (25,150)	¥ (40,343)	\$ (267,553)

## 7. 退職給付制度

当社及び国内連結子会社は、確定給付型の制度として確定給付企業年金制度及び退職一時金制度を設けている。これらの制度において支給資格はほぼ全従業員に与えられ、支給額は退職時における個人別の支給率、勤務年数及び退職事由に応じて決定される。また、一部の国内連結子会社は、中小企業退職金共済制度に加入している。

当社及び連結子会社の確定給付制度に係る2013年及び2012年3月31日現在の制度上の積立状況及び債務の状況と、連結貸借対照表において計上された退職給付引当金の金額は次のとおりである。

	百万円		千米ドル
	2013	2012	2013
退職給付債務	¥ (19,473)	¥ (17,467)	\$ (207,159)
年金資産	10,748	8,984	114,340
未積立退職給付債務	(8,724)	(8,482)	(92,808)
未認識数理計算上の差異	2,418	2,031	25,723
未認識過去勤務債務	(632)	(677)	(6,723)
退職給付引当金	¥ (6,938)	¥ (7,129)	\$ (73,808)

(注) 連結子会社は、退職給付債務の算定にあたり、簡便法を採用している。

2013年及び2012年3月31日終了年度における退職給付費用の内訳は次のとおりである。

	百万円		千米ドル
	2013	2012	2013
勤務費用	¥ 877	¥ 826	\$ 9,329
利息費用	319	309	3,393
期待運用収益	(89)	(80)	(946)
数理計算上の差異の費用処理額	330	381	3,510
過去勤務債務の費用処理額	(45)	(45)	(478)
その他	61	59	648
合計	¥ 1,452	¥ 1,451	\$ 15,446

(注) 1. 簡便法を採用している連結子会社の退職給付費用は「勤務費用」に計上している。

2. 「その他」は、中小企業退職金共済制度への掛金支払額である。

2013年及び2012年3月31日現在の退職給付債務等の計算に用いた基礎率は次のとおりである。

	2013	2012
割引率	1.2%	2.0%
期待運用収益率	1.0%	1.0%

(注) 期首時点の計算において適用した割引率は2.0%であったが、期末時点において再検討を行った結果、割引率の変更により退職給付債務の額に影響を及ぼすと判断し、割引率を1.2%に変更している。

## 8. 株主資本

会社法においては、剰余金の配当をする日において剰余金の配当の10%を、資本剰余金(資本準備金を除く)と利益剰余金(法定準備金を除く)の合計が資本金の25%に達するまで資本剰余金又は利益剰余金として積み立てることを規定している。

また、特定の条件を満たせば株主総会又は取締役会の決議により、いつでも配当を行うことができる。

## 9. リース取引

## (1) ファイナンス・リース取引

注記2.重要な会計方針(9)リース資産に記載されているとおり、当社グループはリース取引開始日が2008年3月31日以前の所有権移転外ファイナンス・リース取引については、通常の賃貸借取引に係る方法に準じた会計処理によっている。

通常の賃貸借取引に係る方法に準じた会計処理による2013年及び2012年3月31日現在のファイナンス・リース物件の取得価額相当額、減価償却累計額相当額及び期末残高相当額は次のとおりである。

(借主側)

	百万円		千米ドル
	2013	2012	2013
取得価額相当額:			
機械装置及び運搬具	¥ 1,034	¥ 1,117	\$ 11,000
合計	¥ 1,034	¥ 1,117	\$ 11,000
減価償却累計額相当額:			
機械装置及び運搬具	¥ 791	¥ 763	\$ 8,414
合計	¥ 791	¥ 763	\$ 8,414
期末残高相当額:			
機械装置及び運搬具	¥ 243	¥ 354	\$ 2,585
合計	¥ 243	¥ 354	\$ 2,585

2013年及び2012年3月31日終了年度における通常の賃貸借取引に係る方法に準じた会計処理によるファイナンス・リース取引に係る支払リース料は、それぞれ111百万円(1,180千米ドル)及び126百万円であり、この金額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により算定した減価償却費相当額と同額である。

通常の賃貸借取引に係る方法に準じた会計処理によるファイナンス・リース取引に係る2013年4月1日以降の未経過リース料(支払利息相当額を含む)は次のとおりである。

3月31日終了年度	百万円	千米ドル
2014年	¥ 94	\$ 1,000
2015年以降	149	1,585
合計	¥ 243	\$ 2,585

(貸主側)

	百万円		千米ドル
	2013	2012	2013
取得価額:			
建物及び構築物	¥ 54	¥ 54	\$ 574
機械装置及び運搬具	200	200	2,127
その他(有形固定資産)	50	50	531
合計	¥ 305	¥ 305	\$ 3,244
減価償却累計額:			
建物及び構築物	¥ 13	¥ 11	\$ 138
機械装置及び運搬具	122	102	1,297
その他(有形固定資産)	35	29	372
合計	¥ 171	¥ 143	\$ 1,819
期末残高:			
建物及び構築物	¥ 40	¥ 43	\$ 425
機械装置及び運搬具	77	97	819
その他(有形固定資産)	15	20	159
合計	¥ 133	¥ 161	\$ 1,414

2013年及び2012年3月31日終了年度における通常の賃貸借取引に係る方法に準じた会計処理によるファイナンス・リース取引に係る受取リース料は、それぞれ40百万円(425千米ドル)及び53百万円である。また、リース期間に亘って定額法により算定した減価償却費はそれぞれ28百万円(297千米ドル)及び35百万円である。

通常の賃貸借取引に係る方法に準じた会計処理によるファイナンス・リース取引に係る2013年4月1日以降の未経過リース料(受取利息相当額を含む)は次のとおりである。

3月31日終了年度	百万円	千米ドル
2014年	¥ 25	\$ 265
2015年以降	218	2,319
合計	¥ 243	\$ 2,585

## (2) オペレーティング・リース取引

2013年4月1日以降の解約不能オペレーティング・リース取引による未経過リース料は次のとおりである。

(借主側)

3月31日終了年度	百万円	千米ドル
2014年	¥ 328	\$ 3,489
2015年以降	1,600	17,021
合計	¥ 1,928	\$ 20,510

## 10. 金融商品関係

### (1) 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、資金運用については流動性の確保に留意し、リスクの抑制を図りながら運用する方針である。必要資金については手許資金及び銀行借入により調達する方針であり、国内の設備投資では㈱日本政策投資銀行及び市中銀行からの融資、海外事業投資では㈱国際協力銀行及び市中銀行等からの融資を受けている。デリバティブは、後述するリスクを回避するために利用しており、投機的な取引は行わない方針である。

#### (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

営業債権である受取手形及び売掛金は、顧客の信用リスクに晒されている。与信管理規程等に従い、取引先の信用状況等を適時把握することにより貸倒損失の発生防止に努めている。

短期貸付金は、主として短期資金の運用を目的に金融機関と契約している債券の現先取引であり、信用リスクに晒されている。信用度の高い金融機関と契約し、売買の対象とする債券も国債等の安全性の高い債券とすることでリスクの低減に努めている。

有価証券及び投資有価証券は、業務上の関係を有する企業の株式などであり、市場価格の変動リスクに晒されているものについては、社内規程等に従い時価評価結果が定期的に役員に報告されている。投資有価証券の主なものは国際石油開発帝石㈱の株式であり、2013年及び2012年3月31日終了年度末においてそれぞれ133,616百万円(1,421,446千米ドル)及び149,383百万円を計上しており、投資有価証券に占める割合は75.4%及び77.5%になる。

長期貸付金は、主として関連会社に対する事業資金の貸付金であり、信用リスク、為替の変動リスクに晒されている。信用リスクに対しては、貸付金の回収状況を把握し、適切な管理に努めている。為替変動リスクに対しては、当該貸付のための資金を同一通貨で借入れ調達することによりリスクの低減に努めている。

営業債務である支払手形及び買掛金は、1年以内の支払期日である。液化天然ガス(LNG)の仕入れに伴う買掛金は、為替の変動リスクに晒されているが、先物為替予約等を利用してヘッジしている。

長期借入金は、主として国内の設備投資及び海外事業投資に係る資金調達である。変動金利の借入金は金利及び為替の変動リスクに晒されているが、金利及び通貨スワップ取引を利用し、また、調達した資金を変動金利及び同一通貨で関連会社に貸付けることによりリスクを低減している。

また、海外事業投資に備え外貨を調達する際に為替の変動リスクに晒されることになるが、先物為替予約等を利用してヘッジしている。

デリバティブ取引については、上述の先物為替予約並びに金利及び通貨スワップ取引に加え、原油販売に係る油価の変動リスクをヘッジする原油スワップ取引及び原油カラー取引がある。デリバティブ取引の執行・管理においては、取引権限及び取引限度額等を定めた社内規程等に従い、取引担当部門が決裁担当者の承認を得て行っている。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信用度の高い金融機関とのみ取引を行っている。

資金調達に係る流動性リスクについては、月次で資金計画を作成する等の方法により管理している。

## (c) 金融商品の時価等に関する事項についての補足説明

金融商品の時価には、市場価格に基づく価額のほか、市場価格がない場合には合理的に算定された価額が含まれている。当該価額の算定においては変動要因を織り込んでいるため、異なる前提条件等を採用することにより、当該価額が変動することもある。

また、注記 11.デリバティブ取引におけるデリバティブ取引に関する契約額等については、その金額自体がデリバティブ取引に係る市場リスクを示すものではない。

## (2) 金融商品の時価等に関する事項

2013年及び2012年3月31日現在における連結貸借対照表計上額、時価及びこれらの差額については、次のとおりである。なお、時価を把握することが極めて困難と認められるものは含まれていない。

百万円			
2013年3月31日現在	連結貸借対照表 計上額	時価	差額
現金及び預金	¥ 53,870	¥ 54,008	¥ 137
受取手形及び売掛金	32,337	32,337	-
短期貸付金	31,418	31,418	-
有価証券及び投資有価証券	204,952	222,494	17,541
長期貸付金	30,331		
貸倒引当金(*1)	(0)		
	30,330	30,330	-
資産計	¥ 352,910	¥ 370,589	¥ 17,679
支払手形及び買掛金	¥ 18,947	¥ 18,947	¥ (0)
長期借入金	24,197	24,278	(80)
負債計	¥ 43,144	¥ 43,225	¥ (80)
デリバティブ取引(*2)	¥ 584	¥ 584	¥ -

百万円			
2012年3月31日現在	連結貸借対照表 計上額	時価	差額
現金及び預金	¥ 29,805	¥ 29,918	¥ 113
受取手形及び売掛金	27,392	27,392	-
短期貸付金	39,295	39,295	-
有価証券及び投資有価証券	221,207	223,892	2,685
長期貸付金	23,407		
貸倒引当金(*1)	(4)		
	23,403	23,403	-
資産計	¥ 341,104	¥ 343,903	¥ 2,798
支払手形及び買掛金	¥ 7,251	¥ 7,251	¥ -
長期借入金	26,198	26,311	(112)
負債計	¥ 33,449	¥ 33,562	¥ (112)
デリバティブ取引(*2)	¥ 659	¥ 659	¥ -

2013年3月31日現在	千米ドル		
	連結貸借対照表 計上額	時価	差額
現金及び預金	\$ 573,085	\$ 574,553	\$ 1,457
受取手形及び売掛金	344,010	344,010	-
短期貸付金	334,234	334,234	-
有価証券及び投資有価証券	2,180,340	2,366,957	186,606
長期貸付金	322,670		
貸倒引当金(*1)	(0)		
	322,659	322,659	-
資産計	\$3,754,361	\$ 3,942,436	\$ 188,074
支払手形及び買掛金	\$ 201,563	\$ 201,563	\$ (0)
長期借入金	257,414	258,276	(851)
負債計	\$ 458,978	\$ 459,840	\$ (851)
デリバティブ取引(*2)	\$ 6,212	\$ 6,212	\$ -

(\*1) 長期貸付金に個別に計上している貸倒引当金を控除している。

(\*2) デリバティブ取引によって生じた正味の債権・債務は純額で表示しており、合計で正味の債務となる項目については( )で示している。

(注) 1. 金融商品の時価の算定方法及び有価証券及びデリバティブ取引に関する事項

資産

・現金及び預金

満期のない預金については、時価は帳簿価額と近似していることから、当該帳簿価額によっている。満期のある預金については、期間に基づく区分ごとに、新規に預金を行った場合に想定される預金金利で割り引いた現在価値を算定している。

・受取手形及び売掛金

これらは短期間で決済されるため、時価は帳簿価額と近似していることから、当該帳簿価額によっている。

・短期貸付金

これらは短期間で決済されるため、時価は帳簿価額と近似していることから、当該帳簿価額によっている。

・有価証券及び投資有価証券

これらの時価について、株式は取引所等の価格によっており、債券は取引所の価格又は取引金融機関から提示された価格によっている。また、投資信託については、公表されている基準価格又は取引金融機関から提示された価格によっている。なお、保有目的ごとの有価証券に関する事項については、注記4.有価証券及び投資有価証券参照。

・長期貸付金

長期貸付金の時価の算定は、変動金利によるものは、短期間で市場金利を反映するため、貸付先の信用状態が実行後大きく異なっていない限り、時価は帳簿価額と近似していることから当該帳簿価額によっている。また、貸倒懸念債権については、見積将来キャッシュ・フローの現在価値等に基づいて貸倒見積高を算定しているため、時価は連結決算日における貸借対照表価額から現在の貸倒見積高を控除した金額に近似しており、当該価額をもって時価としている。

負債

・支払手形及び買掛金

買掛金のうち、為替予約の振当処理の対象とされているものについては、当該為替予約と一体として時価を算定している。それ以外のものについては、短期間で決済されるため、時価は帳簿価額と近似していることから、当該帳簿価額によっている。

・長期借入金

長期借入金のうち、変動金利によるものは、短期間で市場金利を反映し、また、当社の信用状態は実行後大きく異なっていないことから、時価は帳簿価額と近似していると考えられるため、当該帳簿価額によっている。固定金利によるものは、一定の期間ごとに区分した当該長期借入金の元利金の合計額を同様の借入れにおいて想定される利率で割り引いて現在価値を算定している。

デリバティブ取引

注記11.デリバティブ取引参照。

## (注) 2. 時価を把握することが極めて困難と認められる金融商品

	百万円		千米ドル
	2013	2012	2013
連結貸借対照表計上額:			
非上場株式	¥ 25,766	¥ 23,390	\$ 274,106

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、上記表の有価証券及び投資有価証券には含めていない。

## (3) 金融債権及び満期のある有価証券の連結決算日後の償還予定額

2013年3月31日現在	百万円			
	1年以内	1年超 5年以内	5年超 10年以内	10年超
現金及び預金	¥ 53,869	¥ -	¥ -	¥ -
受取手形及び売掛金	32,337	-	-	-
短期貸付金	31,418	-	-	-
有価証券及び投資有価証券:				
その他有価証券のうち満期があるもの:				
株式	-	-	500	-
債券:				
国債・地方債等	382	524	-	-
社債	16,100	1,500	-	-
その他	700	550	100	-
その他	-	31	-	-
長期貸付金(*)	-	21,916	8,413	-
合計	¥ 134,807	¥ 24,522	¥ 9,013	¥ -

2012年3月31日現在	百万円			
	1年以内	1年超 5年以内	5年超 10年以内	10年超
現金及び預金	¥ 29,800	¥ -	¥ -	¥ -
受取手形及び売掛金	27,392	-	-	-
短期貸付金	39,295	-	-	-
有価証券及び投資有価証券:				
その他有価証券のうち満期があるもの:				
株式	-	-	500	-
債券:				
国債・地方債等	-	725	227	-
社債	17,381	2,007	100	-
その他	1,301	796	-	182
その他	-	40	100	-
長期貸付金(*)	-	15,050	8,352	-
合計	¥ 115,171	¥ 18,619	¥ 9,280	¥ 182

千米ドル				
2013年3月31日現在	1年以内	1年超 5年以内	5年超 10年以内	10年超
現金及び預金	\$ 573,074	\$ -	\$ -	\$ -
受取手形及び売掛金	344,010	-	-	-
短期貸付金	334,234	-	-	-
有価証券及び投資有価証券:				
その他有価証券のうち満期があるもの:				
株式	-	-	5,319	-
債券:				
国債・地方債等	4,063	5,574	-	-
社債	171,276	15,957	-	-
その他	7,446	5,851	1,063	-
その他	-	329	-	-
長期貸付金(*)	-	233,148	89,500	-
合計	\$ 1,434,117	\$ 260,872	\$ 95,882	\$ -

(\*) 2013年及び2012年3月31日現在の長期貸付金のうち、それぞれ貸倒懸念債権1百万円(10千米ドル)及び4百万円については償還予定額を見込めないため含めていない。

(4) 長期借入金の連結決算日後の返済予定額

百万円				
2013年3月31日現在	1年以内	1年超 5年以内	5年超 10年以内	10年超
長期借入金	¥ -	¥ 16,673	¥ 7,524	¥ -
合計	¥ -	¥ 16,673	¥ 7,524	¥ -

千米ドル				
2013年3月31日現在	1年以内	1年超 5年以内	5年超 10年以内	10年超
長期借入金	\$ -	\$ 177,372	\$ 80,042	\$ -
合計	\$ -	\$ 177,372	\$ 80,042	\$ -

11. デリバティブ取引

当社グループが利用しているデリバティブ取引は、金利変動、為替変動及び油価変動によるリスク回避を目的としており、投機的な取引は行わない方針である。

当社グループはデリバティブ取引の契約先の契約不履行により損失を被る信用リスクを負っているが、取引の契約先はいずれも信用度の高い金融機関であり、こうしたリスクはほとんどないと認識している。

## (1) ヘッジ会計が適用されていないデリバティブ取引

2013年3月31日現在	百万円				千米ドル			
	契約額等	契約額等 のうち 1年超	時価 (注)	評価損益	契約額等	契約額等 のうち 1年超	時価 (注)	評価損益
通貨・金利関連:								
通貨金利スワップ取引								
受取円固定・ 支払米ドル変動	¥ 1,600	¥ 1,200	¥ 332	¥ 332	\$ 17,021	\$ 12,765	\$ 3,531	\$ 3,531
合計	¥ 1,600	¥ 1,200	¥ 332	¥ 332	\$ 17,021	\$ 12,765	\$ 3,531	\$ 3,531

2012年3月31日現在	百万円			
	契約額等	契約額等 のうち 1年超	時価 (注)	評価損益
通貨・金利関連:				
通貨金利スワップ取引				
受取円固定・ 支払米ドル変動	¥ 2,000	¥ 1,600	¥ 649	¥ 649
合計	¥ 2,000	¥ 1,600	¥ 649	¥ 649

(注) 時価は取引先金融機関等から提示された価格等に基づき算定している。

## (2) ヘッジ会計が適用されているデリバティブ取引

2013年3月31日現在	百万円			千米ドル		
	契約額等	契約額等の うち1年超	時価 (注1)	契約額等	契約額等の うち1年超	時価 (注1)
通貨関連:						
原則的処理						
為替予約取引						
買建米ドル	¥ 6	¥ -	¥ (0)	\$ 63	\$ -	\$ (0)
為替予約等の振当処理						
為替予約取引						
買建米ドル	9	-	(0)	95	-	(0)
買建米ドル	3,528	-	(注2)	37,531	-	(注2)
合計	¥ 3,543	¥ -	¥ (0)	\$ 37,691	\$ -	\$ (0)

2012年3月31日現在	百万円		
	契約額等	契約額等の うち1年超	時価 (注1)
通貨関連:			
原則的処理			
為替予約取引			
買建米ドル	¥ 1,818	¥ -	¥ 9
合計	¥ 1,818	¥ -	¥ 9

(注1) 時価は取引先金融機関等から提示された価格等に基づき算定している。

(注2) 為替予約等の振当処理によるものは、ヘッジ対象とされている買掛金と一体として処理されているため、その時価は、当該買掛金の時価に含めて記載している。

2012年3月31日現在	百万円		
	契約額等	契約額等のうち1年超	時価
金利関連:			
特例処理			
金利スワップ取引			
受取変動・支払変動	¥ 7,000	¥ 2,500	(注)
合計	¥ 7,000	¥ 2,500	¥ -

(注) 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、当該長期借入金の時価に含めて記載している。

2013年3月31日現在	百万円			千米ドル		
	契約額等	契約額等のうち1年超	時価(注)	契約額等	契約額等のうち1年超	時価(注)
商品関連:						
原則的処理						
原油スワップ取引						
受取固定・支払変動	¥ 1,687	¥ -	¥ 228	\$ 17,946	\$ -	\$ 2,425
合計	¥ 1,687	¥ -	¥ 228	\$ 17,946	\$ -	\$ 2,425

2013年3月31日現在	百万円		千米ドル	
	契約数量(キロリットル)	契約数量のうち1年超(キロリットル)	時価(注)	時価(注)
商品関連:				
原則的処理				
原油カラー取引				
買建プット・売建コール	9,357	-	¥ 23	\$ 244
合計	9,357	-	¥ 23	\$ 244

(注) 時価は自社における合理的な見積りに基づく合理的に算定された価額によっている。

## 12. 資産除去債務関係

### (1) 資産除去債務のうち連結貸借対照表に計上しているもの

当社グループは、国内外の石油及び天然ガスの採掘施設などに係る法令及び借地契約等による坑井の廃坑費用や施設の撤去費用等を見積り、適切な割引率を適用して資産除去債務を計上している。

支出までの見込期間については、撤去計画、あるいはその計画が存在しない場合には、鉱場毎の採掘可能年数を合理的に見積って履行予定時期としており、その期間は取得から概ね2～55年である。割引率は国内では0.176～2.335%を、海外(主としてカナダ)では主に7%を採用している。

撤去に係る将来の費用や発生時期に関しては最善の見積りに基づいているが、係る費用の金額及び発生時期には不確実性を伴っている。

2013年及び2012年3月31日終了年度における当該資産除去債務の残高の推移は次のとおりである。

	百万円		千米ドル
	2013	2012	2013
期首残高	¥ 9,832	¥ 10,231	\$ 104,595
有形固定資産の取得に伴う増加額	173	57	1,840
時の経過による調整額	303	272	3,223
資産除去債務の履行による減少額	(153)	(617)	(1,627)
為替換算差額	282	(127)	3,000
その他の増減額(減少)	568	15	6,042
期末残高	¥ 11,007	¥ 9,832	\$ 117,095

## (2) 連結貸借対照表に計上しているもの以外の資産除去債務

当社グループは、石油及び天然ガスの採掘施設などに係る法令及び借地契約等による原状回復義務を有している。しかし、主力事業分野である天然ガス供給事業には、安定供給の維持確保という点において高い公共性があることから、採掘活動終了後も、当社グループが保有する生産、販売用資産を有機的に結びつけ、天然ガス需要家に対する供給事業者としての責務を果たすため、一部の生産、販売用資産については恒久的に使用する予定である。よって、現時点においては、その撤去の時期等を見込むことができず、2013年及び2012年3月31日終了年度末現在の資産除去債務を合理的に見積ることができないため、当該資産に係る資産除去債務を計上していない。

2013年3月31日終了年度における当該資産除去債務の明細は次のとおりである。

2013年3月31日終了年度	百万円			
	当期首残高	当期増加額	当期減少額	当期末残高
石油及び可燃性天然ガス資源開発法に基づくもの	¥ 4,725	¥ 188	¥ 92	¥ 4,822
カナダ アルバータ州の環境保護増進法等に基づくもの	1,935	1,040	1	2,974
海洋汚染等及び海上災害の防止に関する法律に基づくもの	1,885	42	-	1,927
借地契約等に基づくもの	1,285	57	59	1,283
合計	¥ 9,832	¥ 1,328	¥ 153	¥ 11,007

2013年3月31日終了年度	千米ドル			
	当期首残高	当期増加額	当期減少額	当期末残高
石油及び可燃性天然ガス資源開発法に基づくもの	\$ 50,265	\$ 2,000	\$ 978	\$ 51,297
カナダ アルバータ州の環境保護増進法等に基づくもの	20,585	11,063	10	31,638
海洋汚染等及び海上災害の防止に関する法律に基づくもの	20,053	446	-	20,500
借地契約等に基づくもの	13,670	606	627	13,648
合計	\$ 104,595	\$ 14,127	\$ 1,627	\$ 117,095

## 13. 偶発債務

2013年及び2012年3月31日現在の当社グループの偶発債務は次のとおりである。

	百万円		千米ドル
	2013	2012	2013
銀行借入等に対する保証債務:			
Kangean Energy Indonesia Ltd. (生産設備に関連する債務)	¥ 15,871	¥ 15,369	\$ 168,840
インベックス北カスピ海石油㈱	9,368	7,224	99,659
サハリン石油ガス開発㈱	8,706	9,725	92,617
従業員 (住宅資金借入)	570	693	6,063
東北天然ガス㈱	517	633	5,500
熊本みらいエル・エヌ・ジー㈱	88	38	936
合計	¥ 35,123	¥ 33,684	\$ 373,648

14. 株主資本等変動計算書情報

(1) 配当金支払額

2013年

決議	株式の種類	配当金の総額 (百万円)	配当金の総額 (千米ドル)	1株当たり 配当額 (円)	1株当たり 配当額 (ドル)	基準日	効力 発生日
2012年6月26日 定時株主総会	普通株式	¥ 1,143	\$ 12,159	¥ 20	\$ 0.21	2012年 3月31日	2012年 6月27日
2012年11月2日 取締役会	普通株式	¥ 1,143	\$ 12,159	¥ 20	\$ 0.21	2012年 9月30日	2012年 12月4日

2012年

決議	株式の種類	配当金の総額 (百万円)	1株当たり 配当額 (円)	基準日	効力 発生日
2011年6月24日 定時株主総会	普通株式	¥ 1,143	¥ 20	2011年 3月31日	2011年 6月27日
2011年11月4日 取締役会	普通株式	¥ 1,143	¥ 20	2011年 9月30日	2011年 11月29日

(2) 基準日が当連結会計年度に属する配当のうち、配当の効力発生日が翌連結会計年度となるもの

2013年

決議	株式の種類	配当金の総額 (百万円)	配当金の総額 (千米ドル)	配当の 原資	1株当たり 配当額 (円)	1株当たり 配当額 (ドル)	基準日	効力 発生日
2013年6月25日 定時株主総会	普通株式	¥ 1,143	\$ 12,159	利益 剰余金	¥ 20	\$ 0.21	2013年 3月31日	2013年 6月26日

2012年

決議	株式の種類	配当金の総額 (百万円)	配当の 原資	1株当たり 配当額 (円)	基準日	効力 発生日
2012年6月26日 定時株主総会	普通株式	¥ 1,143	利益 剰余金	¥ 20	2012年 3月31日	2012年 6月27日

15. 販売費及び一般管理費

2013年及び2012年3月31日終了年度の販売費及び一般管理費の主要な費目及び金額の内訳は次のとおりである。

	百万円		千米ドル
	2013	2012	2013
販売費及び一般管理費:			
人件費	¥ 9,983	¥ 9,567	\$106,202
（うち退職給付費用）	689	651	7,329
（うち役員賞与引当金繰入額）	24	94	255
（うち役員退職慰労引当金繰入額）	179	179	1,904
運賃	4,246	4,464	45,170
減価償却費	4,412	7,874	46,936

2013年及び2012年3月31日終了年度において、一般管理費に含まれる研究開発費の総額はそれぞれ262百万円(2,787千米ドル)及び626百万円である。

## 16. 減損損失

当社グループは事業用資産においては鉱場等を概ね独立したキャッシュ・フローを生み出す最小の単位とし、遊休資産においては個別物件単位で資産のグルーピングを行っている。

2013年3月31日終了年度において、減損損失を認識した主な資産グループの概要は次のとおりである。

	百万円	千米ドル
	2013	2013
勇払油ガス田に係る事業用資産:		
北海道苫小牧市		
建物及び構築物	¥ 6,556	\$ 69,744
坑井	4,397	46,776
機械装置及び運搬具	22,506	239,425
土地	2,914	31,000
その他	657	6,989
合計	¥ 37,031	\$ 393,946

勇払油ガス田に係る事業用資産は、同油ガス田の生産能力が低下したことにより、生産作業に係る事業用資産の帳簿価額を回収可能価額まで減額し、当該減少額を減損損失としてその他費用に計上している。

なお、当資産グループの回収可能価額は主に使用価値により測定しており、将来キャッシュ・フローを10%で割り引いて算定している。

2012年3月31日終了年度において、減損損失は認識されていない。

## 17. 関連当事者情報

## (1) 関連当事者との取引

2013年3月31日終了年度の当社と持分法適用関連会社であるサハリン石油ガス開発株との主な取引は次のとおりである。

サハリン石油ガス開発株は、2013年3月29日付で当社が同社株式を追加取得したことにより、関連会社となったため、同日以降の取引を記載している。

取引:	百万円	千米ドル
	2013	2013
債務保証(注1)	¥ 8,706	\$ 92,617

2013年及び2012年3月31日終了年度の当社と持分法適用関連会社であるKangean Energy Indonesia Ltd.との主な取引は次のとおりである。

取引:	百万円		千米ドル
	2013	2012	2013
資金の貸付(注2)	¥ 2,414	¥ 4,778	\$ 25,680
貸付金の回収	¥ 1,193	¥ -	\$ 12,691
債務保証(注3)	¥ 15,871	¥ 15,369	\$ 168,840

期末残高:	百万円		千米ドル
	2013	2012	2013
短期貸付金	¥ 2,629	¥ 2,246	\$ 27,968
長期貸付金	¥ 17,494	¥ 13,439	\$ 186,106

2013年及び2012年3月31日終了年度の当社と持分法適用関連会社であるEMP Exploration (Kangean) Ltd.との主な取引は次のとおりである。

取引:	百万円		千米ドル
	2013	2012	2013
資金の貸付(注2)	¥ 1,609	¥ 3,185	\$ 17,117
貸付金の回収	¥ 795	¥ -	\$ 8,457
期末残高:	百万円		千米ドル
	2013	2012	2013
短期貸付金	¥ 1,752	¥ 1,497	\$ 18,638
長期貸付金	¥ 11,663	¥ 8,959	\$ 124,074

(注1) サハリン石油ガス開発(株)に対する債務保証については、開発事業費に係る債務に対して保証を行っており、保証料率はプロジェクトの計画を考慮し、合理的に決定している。なお、取引金額は期末残高の保証残高である。

(注2) Kangean Energy Indonesia Ltd.及びEMP Exploration (Kangean) Ltd.に対する資金の貸付については、市場金利を勘案して利率を合理的に決定している。

(注3) Kangean Energy Indonesia Ltd.に対する債務保証については、同社の生産設備に関連する債務に対して保証を行っており、保証料率はプロジェクトの計画を考慮し、合理的に決定している。なお、取引金額は期末現在の保証残高である。

## (2) 重要な関連会社に関する注記

2013年及び2012年3月31日終了年度において、重要な関連会社であるDiamond Gas Netherlands B.V.を含む、すべての持分法適用関連会社(2013年は13社、2012年は12社)の要約財務情報は以下のとおりである。

	百万円		千米ドル
	2013	2012	2013
流動資産合計	¥ 165,420	¥ 65,326	\$ 1,759,787
固定資産合計	157,112	92,717	1,671,404
流動負債合計	88,308	35,324	939,446
固定負債合計	147,391	63,558	1,567,989
純資産合計	86,832	59,160	923,744
売上高	69,513	58,460	739,500
税引前当期純損益金額(損失)	11,003	(3,217)	117,053
当期純損益金額	9,059	1,904	96,372

(注) サハリン石油ガス開発(株)は、2013年3月29日付で当社が同社株式を追加取得したことにより、関連会社となっている。なお、損益計算書項目については上記に含めていない。

## 18. 1株当たり情報

1株当たり当期純利益は、普通株主に分配可能な当期純利益及び普通株式の各年度の発行済加重平均株式数に基づき計算されている。2013年及び2012年3月31日終了年度において、発行済加重平均株式数は57,152千株であった。

1株当たり純資産は、普通株主に分配可能な純資産及び期末における発行済普通株式数に基づき計算されている。

	円		米ドル
	2013	2012	2013
1株当たり当期純利益(損失)金額	¥ (15.14)	¥ 297.92	\$ (0.16)
1株当たり純資産額	6,691.58	6,869.27	71.18

なお、潜在株式調整後1株当たり当期純利益金額については、潜在株式が存在しないため記載していない。

## 19. キャッシュ・フロー情報

2013年及び2012年3月31日現在における、連結貸借対照表に掲記されている科目の金額と連結キャッシュ・フロー計算書上の現金及び現金同等物の関係は次のとおりである。

	百万円		千ドル
	2013	2012	2013
現金及び預金勘定	¥ 53,870	¥ 29,805	\$ 573,085
預入期間が3ヶ月を超える定期預金	(18,454)	(14,183)	(196,319)
取得日から3ヶ月以内に償還期限の到来する短期投資等:			
コマーシャル・ペーパー	13,998	15,998	148,914
売戻し条件付現先	26,998	34,993	287,212
マネー・マネージメント・ファンド他	36,226	33,188	385,382
現金及び現金同等物	¥112,639	¥ 99,803	\$1,198,287

## 20. その他の包括利益

2013年及び2012年3月31日終了年度における、その他の包括利益に係る組替調整額及び税効果額は次のとおりである。

	百万円		千ドル
	2013	2012	2013
その他有価証券評価差額金:			
当期発生額	¥ (15,734)	¥ (20,449)	\$ (167,382)
組替調整額	(263)	1	(2,797)
税効果調整前	(15,997)	(20,448)	(170,180)
税効果額	4,953	14,257	52,691
その他有価証券評価差額金	(11,043)	(6,191)	(117,478)
繰延ヘッジ損益:			
当期発生額	686	(17)	7,297
組替調整額	(386)	-	(4,106)
税効果調整前	300	(17)	3,191
税効果額	(79)	6	(840)
繰延ヘッジ損益	221	(10)	2,351
為替換算調整勘定:			
当期発生額	3,384	(1,413)	36,000
組替調整額	5	(1)	53
為替換算調整勘定	3,389	(1,414)	36,053
持分法適用会社に対する持分相当額:			
当期発生額	(12)	(154)	(127)
持分法適用会社に対する持分相当額	(12)	(154)	(127)
その他の包括利益合計	¥ (7,444)	¥ (7,770)	\$ (79,191)

## 21. セグメント情報

2013年及び2012年3月31日終了年度

### (1) 報告セグメントの概要

当社グループの報告セグメントは、当社グループの構成単位のうち分離された財務情報が入手可能であり、取締役会が、経営資源の配分の決定及び業績を評価するために、定期的に検討を行う対象となっているものである。

当社グループは、「石油・天然ガス関連事業」を主たる事業内容とし、国内での事業活動に加え、海外においては事業拠点毎に設立されたプロジェクト会社により事業活動を展開している。

したがって、当社グループは事業拠点別のセグメントから構成されており、「日本」、「北米」及び「中東」を報告セグメントとしている。

「日本」は、日本における原油・天然ガスの探鉱・開発・生産・仕入・販売・輸送、石油製品の製造・仕入・販売・輸送、坑井の掘さく作業の請負等を行っている。

「北米」は、北米における原油・天然ガス・ビチューメン（オイルサンド層より採取される超重質油）の探鉱・開発・生産・仕入・販売等を行っている。

「中東」は、中東における原油・天然ガスの開発作業を行っている。

なお、当連結会計年度から、「その他」に含まれていた「中東」について重要性が増したため報告セグメントとして記載する方法に変更している。前連結会計年度のセグメント情報は、当連結会計年度の報告セグメントの区分に基づき作成したものを開示している。

### (2) 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重要な会計方針における記載と概ね同一である。報告セグメントの利益は、営業利益ベースの数値である。セグメント間の内部収益及び振替高は市場実勢価格に基づいている。

(有形固定資産の減価償却方法の変更)

当社及び国内連結子会社は、法人税法の改正に伴い、当連結会計年度より、2012年4月1日以後に取得した有形固定資産について、改正後の法人税法に基づく減価償却方法に変更している。

これによる当連結会計年度の「日本」のセグメント利益に与える影響は軽微である。

### (3) 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

2013年3月31日終了年度	百万円							
	報告セグメント				その他 (注1)	合計	調整額 (注2)	連結財務諸表 計上額 (注3)
	日本	北米	中東	計				
売上高:								
外部顧客への売上高	¥ 221,089	¥ 9,996	¥ -	¥ 231,086	¥ -	¥ 231,086	¥ -	¥ 231,086
セグメント間の内部売上高 又は振替高	15	-	-	15	-	15	(15)	-
計	221,105	9,996	-	231,101	-	231,101	(15)	231,086
セグメント利益(損失)	26,015	(191)	(104)	25,719	(1,308)	24,410	(10,504)	13,906
セグメント資産	77,174	13,961	24,522	115,658	3,105	118,763	406,409	525,172
その他の項目:								
減価償却費	14,977	896	-	15,873	-	15,873	421	16,294
のれんの償却額	-	-	6	6	-	6	-	6
持分法投資利益(損失)	923	-	(2)	921	(122)	798	(45)	753
持分法適用会社への投資額	771	-	1,947	2,718	31,819	34,538	0	34,538
有形固定資産及び 無形固定資産の増加額	6,221	6,770	-	12,991	-	12,991	303	13,294

2012年3月31日終了年度	百万円							
	報告セグメント				その他 (注1)	合計	調整額 (注2)	連結財務諸表 計上額 (注3)
	日本	北米	中東	計				
売上高:								
外部顧客への売上高	¥ 221,340	¥ 9,297	¥ -	¥ 230,638	¥ -	¥ 230,638	¥ -	¥ 230,638
セグメント間の内部売上高 又は振替高	11	-	-	11	-	11	(11)	-
計	221,351	9,297	-	230,649	-	230,649	(11)	230,638
セグメント利益(損失)	23,978	1,244	(118)	25,104	(378)	24,726	(9,680)	15,045
セグメント資産	123,492	6,531	12,811	142,835	2,755	145,590	387,299	532,890
その他の項目:								
減価償却費	22,839	662	-	23,502	-	23,502	400	23,902
持分法投資利益(損失)	825	-	(6)	819	(1,142)	(323)	(85)	(408)
持分法適用会社への投資額	771	-	1,947	2,718	25,001	27,720	0	27,720
有形固定資産及び 無形固定資産の増加額	15,849	1,403	-	17,252	-	17,252	147	17,400

2013年3月31日終了年度	報告セグメント					その他 (注1)	合計	調整額 (注2)	連結財務諸表 計上額 (注3)
	日本	北米	中東	計					
	千米ドル								
売上高:									
外部顧客への売上高	\$ 2,352,010	\$ 106,340	\$ -	\$ 2,458,361	\$ -	\$ 2,458,361	\$ -	\$ 2,458,361	
セグメント間の内部売上高 又は振替高	159	-	-	159	-	159	(159)	-	
計	2,352,180	106,340	-	2,458,521	-	2,458,521	(159)	2,458,361	
セグメント利益(損失)	276,755	(2,031)	(1,106)	273,606	(13,914)	259,680	(111,744)	147,936	
セグメント資産	821,000	148,521	260,872	1,230,404	33,031	1,263,436	4,323,500	5,586,936	
その他の項目:									
減価償却費	159,329	9,531	-	168,861	-	168,861	4,478	173,340	
のれんの償却額	-	-	63	63	-	63	-	63	
持分法投資利益(損失)	9,819	-	(21)	9,797	(1,297)	8,489	(478)	8,010	
持分法適用会社への投資額	8,202	-	20,712	28,914	338,500	367,425	0	367,425	
有形固定資産及び 無形固定資産の増加額	66,180	72,021	-	138,202	-	138,202	3,223	141,425	

(注1) 「その他」の区分は、報告セグメントに含まれない事業セグメントであり、東南アジア等を含んでいる。

(注2) 「調整額」の主な内容は次のとおりである。

(a) セグメント利益又は損失

	百万円		千米ドル
	2013	2012	2013
セグメント間取引消去	¥ 0	¥ 4	\$ 0
全社費用 (*)	(10,504)	(9,684)	(111,744)
合計	¥ (10,504)	¥ (9,680)	\$ (111,744)

(\*) 全社費用は、主に報告セグメントに帰属しない一般管理費及び試験研究費である。

(b) セグメント資産

	百万円		千米ドル
	2013	2012	2013
セグメント間取引消去	¥ (25)	¥ (25)	\$ (265)
全社資産 (*1)	4,002	4,052	42,574
その他の資産 (*2)	402,431	383,272	4,281,180
合計	¥ 406,409	¥ 387,299	\$ 4,323,500

(\*1) 全社資産は、主に報告セグメントに帰属しない本社管理用資産である。

(\*2) セグメントに配分されている資産は有形固定資産、無形固定資産及び投資その他の資産に含まれる生産物回収勘定であり、その他の資産はセグメントに配分されていない有形固定資産、無形固定資産及び生産物回収勘定以外の資産である。

(注3) セグメント利益又は損失は、連結損益計算書の営業利益と調整を行っている。

(4) 関連情報

(a) 製品及びサービスごとの情報

	百万円		千米ドル
	2013	2012	2013
外部顧客への売上高:			
原油	¥ 78,834	¥ 80,754	\$ 838,659
天然ガス	69,795	74,957	742,500
液化天然ガス	19,098	15,930	203,170
ピチューメン	9,694	9,137	103,127
請負	9,674	8,360	102,914
石油製品・商品	36,034	36,585	383,340
その他	7,953	4,912	84,606
合計	¥ 231,086	¥ 230,638	\$ 2,458,361

(b) 地域ごとの情報

	百万円		千米ドル
	2013	2012	2013
売上高:			
日本	¥ 173,808	¥ 174,111	\$ 1,849,021
カナダ	9,694	9,137	103,127
ロシア	46,190	46,221	491,382
その他	1,392	1,167	14,808
合計	¥ 231,086	¥ 230,638	\$ 2,458,361

(注) 売上高は製品等の引渡地及び役務提供を行った場所を基礎とし、国又は地域に分類している。

	百万円	千米ドル
	2013	2013
有形固定資産:		
日本	¥ 80,175	\$ 852,925
カナダ	9,918	105,510
その他	589	6,265
合計	¥ 90,683	\$ 964,712

2012年3月31日現在の有形固定資産に関する情報は、本邦に所在している有形固定資産の金額が連結貸借対照表の有形固定資産の金額の90%を超えるため、記載を省略している。

(c) 主要な顧客ごとの情報

外部顧客への売上高のうち、連結損益計算書の売上高の10%以上を占める相手先がないため、記載を省略している。

(5) 報告セグメントごとの固定資産の減損損失に関する情報

2013年3月31日終了年度	百万円					
	報告セグメント			その他	全社・消去	合計
	日本	北米	中東			
減損損失	¥ 37,094	¥ -	¥ -	¥ -	¥ -	¥ 37,094

2013年3月31日終了年度	千米ドル					
	報告セグメント			その他	全社・消去	合計
	日本	北米	中東			
減損損失	\$ 394,617	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 394,617

2012年3月31日終了年度における該当事項はない。



Ernst & Young ShinNihon LLC  
Hibiya Kokusai Bldg.  
2-2-3 Uchisaiwai-cho  
Chiyoda-ku, Tokyo, Japan 100-0011

Tel: +81 3 3503 1100  
Fax: +81 3 3503 1197

## 独立監査人の監査報告書

石油資源開発株式会社  
取締役会 御中

我々は、石油資源開発株式会社及び連結子会社の円貨で表示された2013年3月31日現在の連結貸借対照表並びに同日に終了する連結会計年度に係る連結損益計算書、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、及び連結財務諸表作成のための基本となる重要な事項、その他の注記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、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連結財務諸表を作成し適正に表示することにある。これには、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が含まれる。

### 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、日本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ことが含まれる。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及び適用される。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、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、石油資源開発株式会社及び連結子会社の平成25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。

### 便宜上の換算

添付の2013年3月31日に終了する連結会計年度の連結財務諸表に記載されている米ドル金額は便宜を図る目的のためだけに記載している。我々の監査は、円貨から米ドル金額への換算も対象としており、我々の意見では、この換算は注記1に記載された方法に基づいて行われている。

新日本有限責任監査法人

2013年6月25日

(当連結財務諸表並びに独立監査人の監査報告書は、日本において一般に公正妥当と認められた会計原則及び会計慣行に準拠して作成され日本の金融商品取引法に基づき関東財務局に提出された連結財務諸表を基礎として、日本国外の利用者の便宜のため、一部財務情報を追加するとともに組替調整して作成された英文の連結財務諸表及びこれに対する英文の独立監査人の監査報告書を日本語に訳したものである。)

# 主な連結子会社及び持分法適用関連会社

(2013年3月31日現在)

連結子会社	主な事業の内容	資本金または出資金 (単位：百万円)	議決権の所有割合 (単位：%)
秋田県天然瓦斯輸送(株)	秋田県におけるパイプラインによる天然ガス輸送	250	100.00
エスケイエンジニアリング(株)	坑井掘削、エンジニアリング業務請負	300	100.00
エスケイ産業(株)	石油製品の製造及び販売、不動産管理、保険代理店	90	100.00
北日本オイル(株)	原油の精製加工及び販売、廃油の再生処理、LNG及び原油の輸送請負	80	100.00
白根瓦斯(株)*1	新潟県燕市、新潟市におけるガスの製造、供給及び販売	3,000	100.00
(株)ジャバックスパイプライン	パイプラインの保守、管理	80	100.00
(株)地球科学総合研究所*1	物理探鉱作業請負、物理探鉱技術開発	2,100	100.00
(株)物理計測コンサルタント	物理検層、マッドロギング作業請負	446	100.00
Japex (U.S.) Corp.*1	米国における石油資源の探鉱開発、生産、マレーシアLNGプロジェクトに資本参加	33,000 (千米ドル)	100.00
Japan Canada Oil Sands Limited*1,*3	カナダでの鉱区リース契約に基づくオイルサンドの探鉱開発、生産	295,370 (千カナダドル)	100.00 (100.00)
カナダオイルサンド(株)*1,*3	Japan Canada Oil Sands Limitedを通じたオイルサンドの探鉱開発投資	1,682	87.98 (1.34)
JAPEX Montney Ltd.*1	カナダにおけるシェールガスの探鉱開発、生産	36,000 (千カナダドル)	100.00
北日本防災警備(株)	産業防災業務、警備保障業務	30	89.42
日本海洋石油資源開発(株)*1	日本海大陸棚の石油資源の探鉱開発、生産	5,963	70.61
(株)ジオシス*3	物理探鉱作業請負、物理探鉱機器販売	49	57.82 (57.82)
(株)ジャバックスBlock A*1	インドネシア共和国スマトラ島における石油資源の探鉱開発、生産	2,040	100.00
(株)ジャバックスエネルギー*6	LNG、石油製品等の購入、販売	90	90.00
(株)ジャバックスガラフ*1	イラク共和国ガラフ油田における石油資源の探鉱開発、生産	15,464	61.11

持分法適用関連会社	主な事業の内容	資本金または出資金 (単位：百万円)	議決権の所有割合 (単位：%)
東北天然ガス(株)	東北地方における天然ガスの購入、販売	300	45.00
(株)テルナイト	掘削用調泥剤の製造販売、泥水サービス	98	47.00
(株)ユニバースガスアンドオイル	インドネシア共和国東カリマンタン陸上部における石油資源の探鉱開発、生産	9,443	33.43 (40.10)
サハリン石油ガス開発(株)	ロシア連邦サハリン島及びその陸棚における石油資源の探鉱開発、生産	22,592	15.29
日本海洋掘削(株)*5	海洋における石油資源の掘削請負	7,572	30.98
Energi Mega Pratama Inc.	インドネシア共和国ジャワ島東部海域における石油資源の探鉱開発、生産	52,000 (千米ドル)	25.00
Kangean Energy Indonesia Ltd.*2,*4	インドネシア共和国ジャワ島東部海域における石油資源の探鉱開発、生産	10 (千米ドル)	— [100.00]
EMP Exploration (Kangean) Ltd.*2,*4	インドネシア共和国ジャワ島東部海域における石油資源の探鉱開発、生産	100 (英ポンド)	— [100.00]
Diamond Gas Netherlands B.V.*3	マレーシアにおいてLNGを生産している Malaysia LNG Tiga社事業に対する投資	12,316 (千ユーロ)	20.00 (20.00)
日本コールベッドメタン(株)	インドネシア共和国東カリマンタン陸上部におけるコールベッドメタンの探鉱開発、生産	515	40.12

\*1 特定子会社に該当します。

\*2 議決権の所有割合の[ ]内は、緊密な者または同意している者の所有割合で外数です。

\*3 議決権の所有割合の( )内は、間接所有割合で内数です。

\*4 持分は100分の20未満ですが、実質的な影響力を持っているため関連会社としています。

\*5 有価証券報告書提出会社です。

\*6 売上高の連結売上高に占める割合が10%を超えています。

# 会社概要

(2013年3月31日現在)

<b>社名</b>	石油資源開発株式会社	<b>主な事業内容</b>	石油、天然ガス及びその他のエネルギー資源の探鉱、開発、販売とこれらに関連しての掘削等の請負事業ほか
<b>英文社名</b>	Japan Petroleum Exploration Co., Ltd. (略称：JAPEX)	<b>主な事業所</b>	本社、北海道鉱業所、秋田鉱業所、長岡鉱業所、技術研究所、ロンドン事務所、ドバイ事務所、ヒューストン事務所、北京事務所、ジャカルタ事務所
<b>サービスマーク</b>		<b>本社所在地</b>	〒100-0005 東京都千代田区丸の内一丁目7番12号 サピアタワー TEL：03(6268)7000 FAX：03(6268)7300 URL：http://www.japex.co.jp/
<b>設立年月日</b>	1970年4月1日		
<b>資本金</b>	14,288,694,000円		
<b>事業年度</b>	4月1日から翌年3月31日まで		
<b>従業員</b>	1,747名(連結)		

## 取締役、監査役及び執行役員 (2013年6月25日現在)

代表取締役会長	棚橋 祐治	常務取締役執行役員	大和谷 均	常務執行役員	増井 泰裕
代表取締役社長代表執行役員	渡辺 修	常務取締役執行役員	中山 一夫	常務執行役員	大関 和彦
代表取締役副社長執行役員	佐藤 弘	常務取締役執行役員	荻野 清	常務執行役員	川中 卓
専務取締役執行役員	石井 正一	常務取締役執行役員	深澤 光	常務執行役員	兵藤 元史
専務取締役執行役員	齊藤 満	常務取締役執行役員	檜貝 洋介	執行役員	黒田 徹
専務取締役執行役員	松本 潤一	常務取締役執行役員	三家 茂	執行役員	井上 尚久
専務取締役執行役員	小椋 伸幸	社外取締役	河上 和雄	執行役員	伊藤 元
		常勤監査役	森谷 信明	執行役員	田中 啓誉
		常勤監査役	石関 守男	執行役員	平田 敏幸
		社外監査役	角谷 正彦	執行役員	村橋 庸也
		社外監査役	池田 輝三郎	執行役員	浜田 康史
				執行役員	山下 通郎

注1 取締役 河上和雄は、会社法第2条第15号に定める社外取締役です。

注2 監査役 角谷正彦及び池田輝三郎は、会社法第2条第16号に定める社外監査役です。

## 株式の状況 (2013年3月31日現在)

<b>上場証券取引所</b>	東京証券取引所市場第一部 (証券コード：1662)	<b>株主名簿管理人</b>	みずほ信託銀行株式会社
<b>発行可能株式総数</b>	120,000,000株	<b>お問い合わせ先</b>	〒168-8507 東京都杉並区和泉二丁目8番4号 みずほ信託銀行株式会社 証券代行部 0120-288-324(フリーダイヤル)
<b>発行済株式の総数</b>	57,154,776株		
<b>株主数</b>	19,933名		
<b>大株主</b>			

株主名	持株数(株)	持株比率(%)
経済産業大臣	19,432,724	34.00
国際石油開発帝石株式会社	2,852,212	4.99
日本マスタートラスト信託銀行株式会社(信託口)	2,646,500	4.63
日本トラスティ・サービス信託銀行株式会社(信託口)	1,919,300	3.36
JFEエンジニアリング株式会社	1,848,012	3.23
JXホールディングス株式会社	1,149,984	2.01
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UNT	731,277	1.28
株式会社みずほコーポレート銀行	720,152	1.26
新日鐵住金株式会社	610,316	1.07
株式会社三菱東京UFJ銀行	600,000	1.05

### お問い合わせ

IR(投資家情報)に関するお問い合わせは、下記までお願いいたします。

**石油資源開発株式会社  
広報IR部 IRグループ**

TEL：03(6268)7111  
FAX：03(6268)7300



# JAPEX

石油資源開発株式会社

〈表紙について〉

新潟県小千谷市に位置する片貝ガス田。

2012年9月に天然ガスの産出テストに成功したときの写真です。

Printed in Japan