

石油資源開発株式会社

JAPEX

アニュアルレポート 2010
2010年3月期



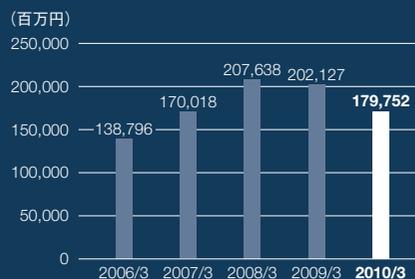
財務ハイライト

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

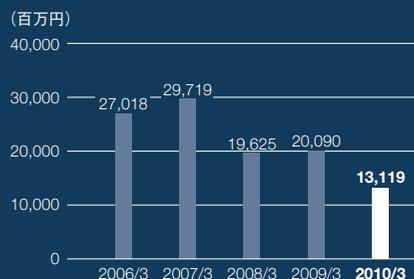
	2010	2009	2008	2010
	百万円			千米ドル※
会計年度:				
売上高	¥179,752	¥202,127	¥207,638	\$1,932,827
売上原価	125,467	134,447	143,682	1,349,110
探鉱費	10,396	15,352	13,559	111,790
販売費及び一般管理費	30,769	32,237	30,770	330,859
営業利益	13,119	20,090	19,625	141,068
当期純利益	17,939	12,560	20,097	192,895
会計年度末:				
総資産	¥521,009	¥500,444	¥620,946	\$5,602,250
純資産	398,747	378,227	448,226	4,287,605
長期借入金	24,471	25,325	21,922	263,136
			円	米ドル
1株当たり情報:				
1株当たり純資産	¥6,839.05	¥6,486.85	¥7,696.00	\$73.54
1株当たり当期純利益	313.88	219.77	351.65	3.38
1株当たり配当金(年間)	40.00	40.00	40.00	0.43
その他データ:				
従業員数(人)	1,735	1,678	1,622	1,735

※ 米ドル金額は、1米ドル=93円で換算しています。

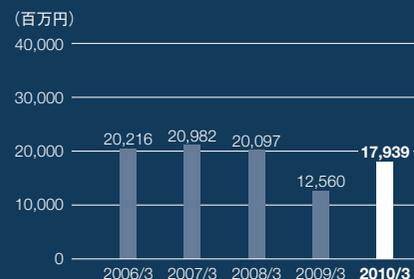
売上高



営業利益



当期純利益



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、業績に影響を与える要因はこれらに限定されるものではありません。

経営理念

新しいエネルギー価値創造への挑戦と企業価値の向上

私たちは、石油・天然ガスの探鉱・開発・販売事業を行う会社として、グローバルな事業活動を通じて、エネルギーの供給に貢献します。

私たちは、優れた環境特性を有する天然ガスの新しい事業展開に挑戦することにより、その普及拡大を通じてヒトと地球の共生に貢献します。

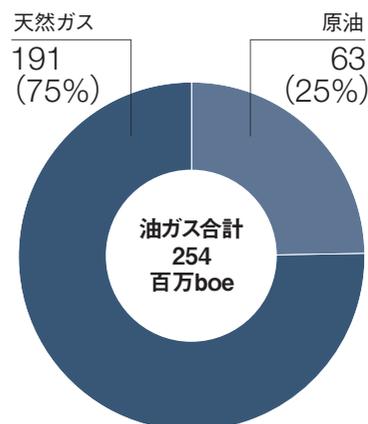
私たちは、社会、お客さま、株主、従業員との信頼を第一に、企業としての持続的な発展と株主価値の最大化を図ります。

プロフィール

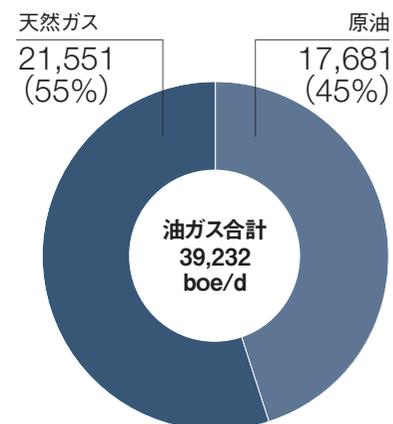
石油資源開発株式会社は、国内外において石油・天然ガスの探鉱開発に従事する、エネルギー資源開発のリーディングカンパニーです。

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、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 (2010年3月末)



当社及び連結子会社生産量 (2009年度/日量)



注 原油には、ピチューメンを含んでいます。

当社事業の流れ

鉱区権益取得

鉱業権・探鉱開発権申請
交渉・入札



探鉱

地質調査・物理探査
試掘・探掘



開発

生産井掘削・施設建設
油ガスの生産



輸送・供給・販売

天然ガス:パイプライン
LNG:タンクコンテナ、
タンクローリー
原油:タンカー、
タンクローリーなど



Contents

財務ハイライト	1
経営理念/プロフィール	2
当社事業の流れ	3
株主及び投資家の皆さまへ	4
ハイライト	
イラク共和国ガラフ油田の 開発生産権獲得	9
カナダオイルサンドの拡張開発	11
事業の概況	
探鉱・開発	13
確認埋蔵量	21
国内天然ガス輸送、供給	23
技術研究開発	25
事業等のリスク	28
社会的責任(CSR)	30
コーポレート・ガバナンスの状況	31
財務セクション	34
主な連結子会社及び 持分法適用関連会社	71
会社概要	72

株主及び投資家の皆さまへ

エネルギーの安定供給に
貢献するため、埋蔵量の拡大に努め、
企業価値の向上を目指しています。

代表取締役社長 代表執行役員
渡辺 修



株主及び投資家の皆さまへ

2009年度における事業環境と 経営成績について

事業環境

前年度に引き続き非常に厳しい市場環境

2009年度における我が国経済は、年度当初は企業収益の極めて大幅な減少や雇用情勢の急激な悪化により厳しさを増していた景気が、夏頃から一部に持ち直しの動きをみせはじめ、年度末には企業収益が改善傾向をみせるなど、全体としても持ち直しつつあります。しかしながら、失業率が依然として高水準にあるなど、厳しい状況に変わりはありません。

原油CIF価格※は、年度当初は1バレル40ドル台半ばで低迷しておりましたが、夏場までには70ドル前後まで上昇し、その後は緩やかな動きとなったものの、年度末時点では80ドル弱の水準となっております。

為替相場は、年度当初の1ドル90円台後半から徐々に円高が進み、秋口から年度末にかけて90円前後で推移いたしました。

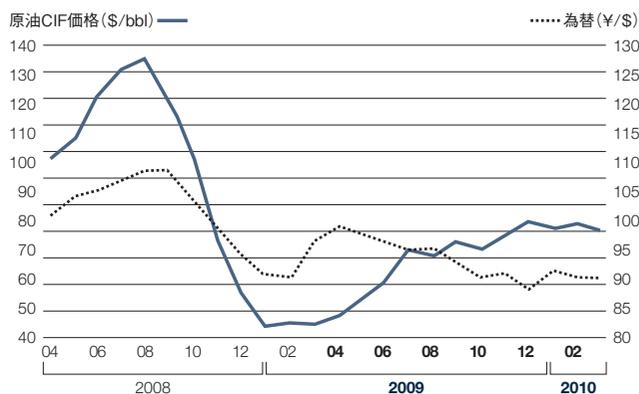
この結果、当社グループの平均原油販売価格は、原油CIF価格が一定程度回復したものの、前年度に比べ大幅に下落いたしました。

加えて、経済状況の悪化などに伴い、天然ガス需要の伸びの鈍化が続くなど、市場環境は当社グループにとって前年度に引き続き非常に厳しい状況となりました。

こうしたなか、国産天然ガスと輸入LNGの混合ガスに対する原料費調整制度が実現したことを受けて、当社の天然ガス販売価格体系の一部見直しを行いました。

※ 原油CIF価格: 運賃や保険料を含んだ通関ベースの原油価格。CIF (Cost, Insurance and Freight)。

原油CIF価格と為替の推移(2008年4月～2010年3月)



経営成績

純利益、総資産は前年度比増

このような状況のもと、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、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。結果として、2009年度における連結業績は、売上高は2008年度に比べ22,374百万円減収の179,752百万円、営業利益は6,971百万円減益の13,119百万円、当期純利益は5,378百万円増益の17,939百万円となりました。

また、2009年度末の総資産は、2008年度末に比べ20,565百万円増加の521,009百万円、負債合計は45百万円増加の122,261百万円、純資産合計は20,519百万円増加の398,747百万円、自己資本比率は75.0%となりました。

3つの重点経営課題への取り組みと 中期事業計画のフォローアップについて

当社は、2008年5月に2008年度から2012年度までの5年間の中期事業計画を発表し、事業拡大のための基本戦略や販売量目標、埋蔵量目標、損益及びキャッシュ・フロー目標を設定いたしました。本計画は、2008年夏以降の国際経済情勢の急速な悪化や原油価格の急落により、事業環境が急激に変化したため、2009年5月に一部見直しを行いました。事業拡大に向けた3つの重点経営課題は堅持し、2009年度においても積極的にこの課題に取り組んでまいりました。

昨年5月以降の、経済情勢の持ち直しの兆し、油価の着実な回復の動きなど、事業環境の変化を踏まえつつ、2010年5月に中期事業計画のフォローアップを実施しました。これに基づき、3つの重点経営課題ごとの最近の取り組み例と定量目標の達成に向けた進捗状況を、以下のとおりご報告いたします。

3つの重点経営課題への取り組み

最近の取り組み例

探鉱・開発による埋蔵量の拡充

- イラク・ガラフ油田開発生産権を獲得
- インドネシア・コールベッドメタン(CBM) 鉱区を取得
- カナダオイルサンド拡張開発の検討推進

天然ガス一貫操業システムの強化

- (株)ジャベックスエネルギー株式譲受
- 北海道勇払地区におけるLNG内航船受入基地建設決定

技術研究開発及び地球環境問題への取り組み

- 日本CCS調査(株)を通じたCCS*実証試験等に係る調査受託継続
- 北海道鉱業所における環境対策設備(放散ガス処理設備)建設

* CCS: Carbon Dioxide Capture and Storage。二酸化炭素回収・貯留技術。

中期事業計画フォローアップの位置付け



中期事業計画のフォローアップ

油価・為替の前提条件について

2010年度以降の油価の前提を、その着実な回復を勘案して、1バレル80ドルに見直しました。為替1ドル90円は従前のとおりです。

今次見直しにおける油価(原油CIF価格)・為替の前提条件

	2008年度 (a)	2009年度 (a)/(e)	2010年度 (e)	2011年度 (e)	2012年度 (e)	
油価 (\$/bbl)	今次の見直し	89.70	67.5(a)	80	80	
	2009年5月見直し	89.71	40(e)	40	60	80
為替 (¥/\$)	今次の見直し	102.60	92.7(a)	90	90	90
	2009年5月見直し	102.56	90(e)	90	90	90

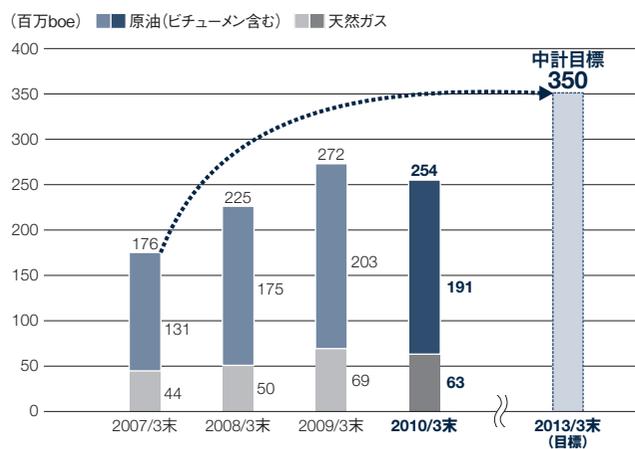
注 (a)は実績、(e)は見直し。

株主及び投資家の皆さまへ

確認埋蔵量目標について

中期事業計画における埋蔵量の拡充の具体的な目標は、2007年3月末時点の当社グループの原油換算の確認埋蔵量1.7億バレル相当を、2013年3月末までに3.5億バレル相当まで引き上げることですが、カナダのオイルサンドの拡張開発などが順調に進捗して確認埋蔵量を追加することができれば、この目標数量は十分達成できると考えております。

確認埋蔵量(油・ガス別)の推移

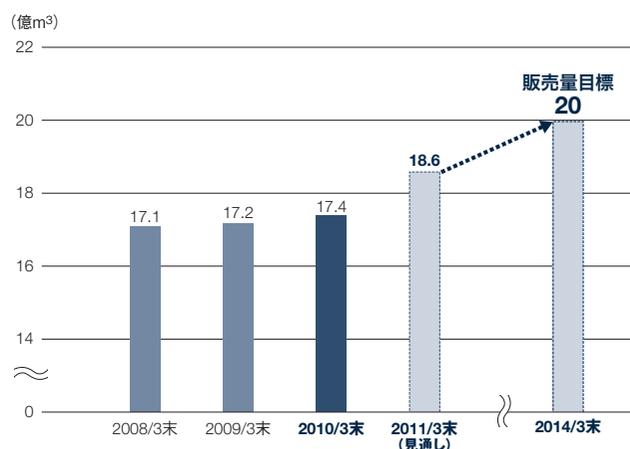


天然ガス販売量目標について

天然ガス販売量の目標については、リーマンショックに伴う需要への影響を勘案し、2009年5月の見直しにおいて、目標とする20億m³への到達時期を2013年度へと1年先送りいたしました。

2009年度のLNGを含む天然ガス販売量は、前年度比若干増の17.4億m³にとどまりましたが、継続的な拡販努力により2013年度の20億m³達成を目指します。

天然ガス販売量の推移



連結損益、キャッシュ・フローとその配分について

2008～2012年度の5年間の平均連結当期純利益の見直しにつきましては、油価・為替の前提条件の変更などを反映した結果、2009年5月の見直し時と比較して、約40億円改善し、約150億円になると見込んでおります。

また、営業キャッシュ・フローにつきましては、2009年5月の見直し時と比較して、約450億円増の2,750億円となる見通しです。今回のフォローアップにおける事業投資計画におきましては、イラクのガラフ油田プロジェクト及びカナダのオイルサンド拡張開発プロジェクトにかかわる2012年度までの投資額を新たに追加いたしました。これにより、2012年度までの投資額計は約620億円増の2,490億円となりますが、営業キャッシュ・フローの範囲内に収まるものと想定しております。

一方、今後の営業キャッシュ・フローは、油価動向などにより大きく変動する可能性があることから、適宜、借入による資金調達を検討いたします。当社の財務能力に照らし、適切・可能な範囲内での借入金額を勘案すれば、税金及び株主還元のための十分な原資を確保しつつも、さらなる成長に向けた新規投資資金の調達も可能であると考えております。

営業キャッシュ・フローの配分

		2009年5月見直し 2008年度～2012年度	今次フォローアップ 2008年度～2012年度
営業キャッシュ・フロー (5年累計) a		2,300億円	2,750億円
投資額	設備投資 b	国内	900億円
		海外	400億円
	探鉱投資 c	国内	370億円
		海外	200億円
投資額計 d = b + c		1,870億円	2,490億円
キャッシュ・フロー累計との 差引 a - d		430億円	260億円
上記差引分使途		税金、株主還元、 新規投資等	同左(借入による 調達を検討)

株主及び投資家の皆さまへ

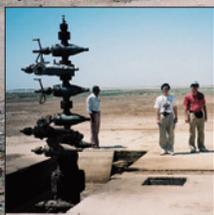
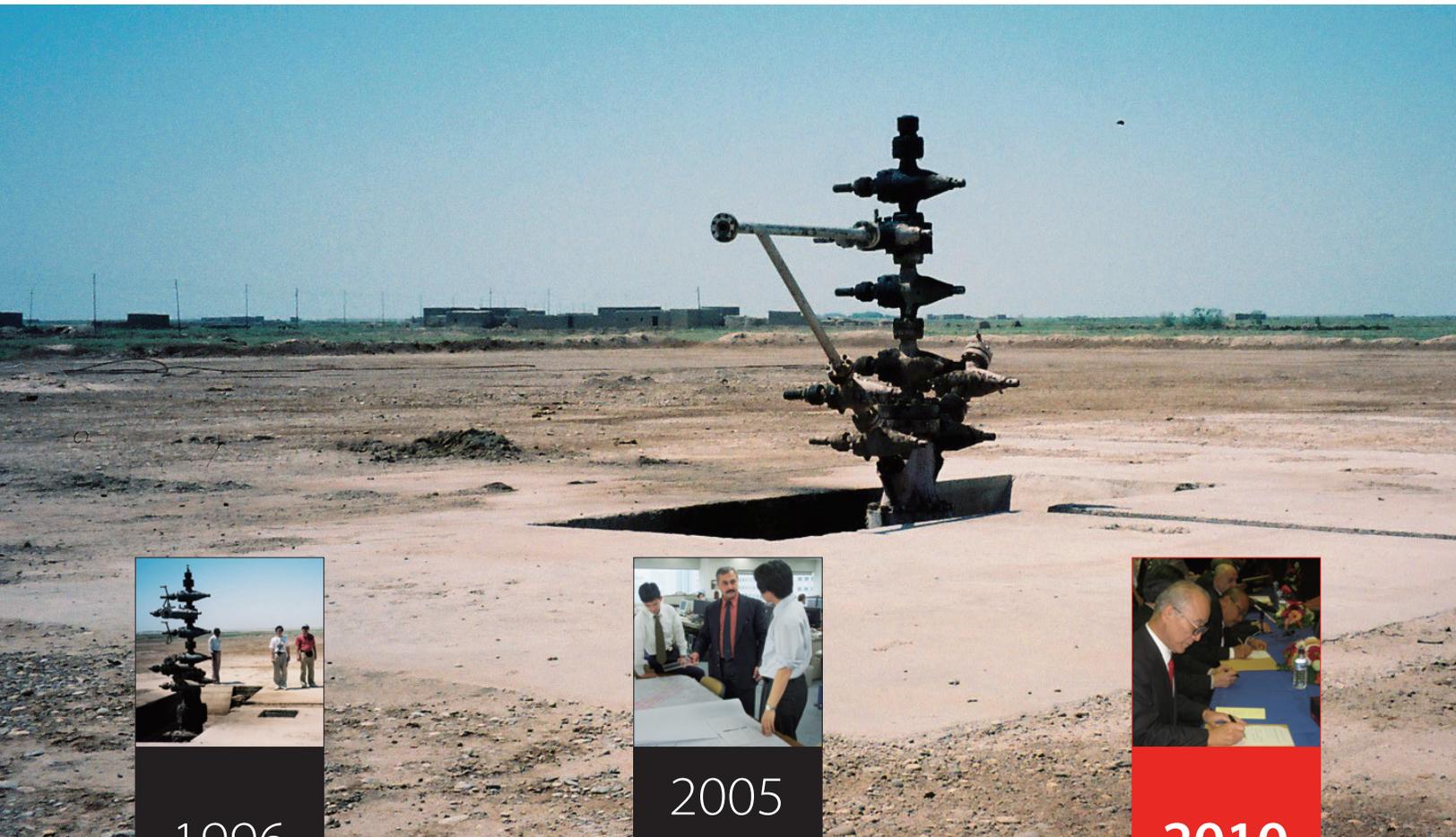
2010年度につきましては、経済情勢の持ち直しの兆しはあるものの、依然として不透明な経営環境にありますので、引き続き、3つの重点経営課題に取り組みつつ、新たに獲得した海外権益も含めて、既存プロジェクトの推進による事業価値の最大化に努めるとともに、人材育成を含む社内体制の充実を図ってまいります。

今後の利益配分につきましては、長期的視点に立ち、事業活動から得られる資金を重点経営課題の取り組みに充当するとともに、安定的な配当の維持、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、コーポレート・ガバナンスの重要性を認識し、その強化と拡充を図るとともに、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。

2010年9月
代表取締役社長 代表執行役員

渡辺 修



1996

ガラフ油田のスタディ開始



2005
2009

イラク石油省との
共同スタディ開始

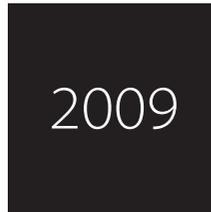


2010

開発生産サービス
契約締結



イラク石油省と技術協力覚書締結



油田開発生産権を獲得

SYRIA
シリア

ハイライト 1

イラク共和国ガラフ油田の開発生産権獲得

日本企業で初めてイラクの油田を落札、
2016年に日量23万バレルの生産を目指す



ガラフ油田の既存井

2016

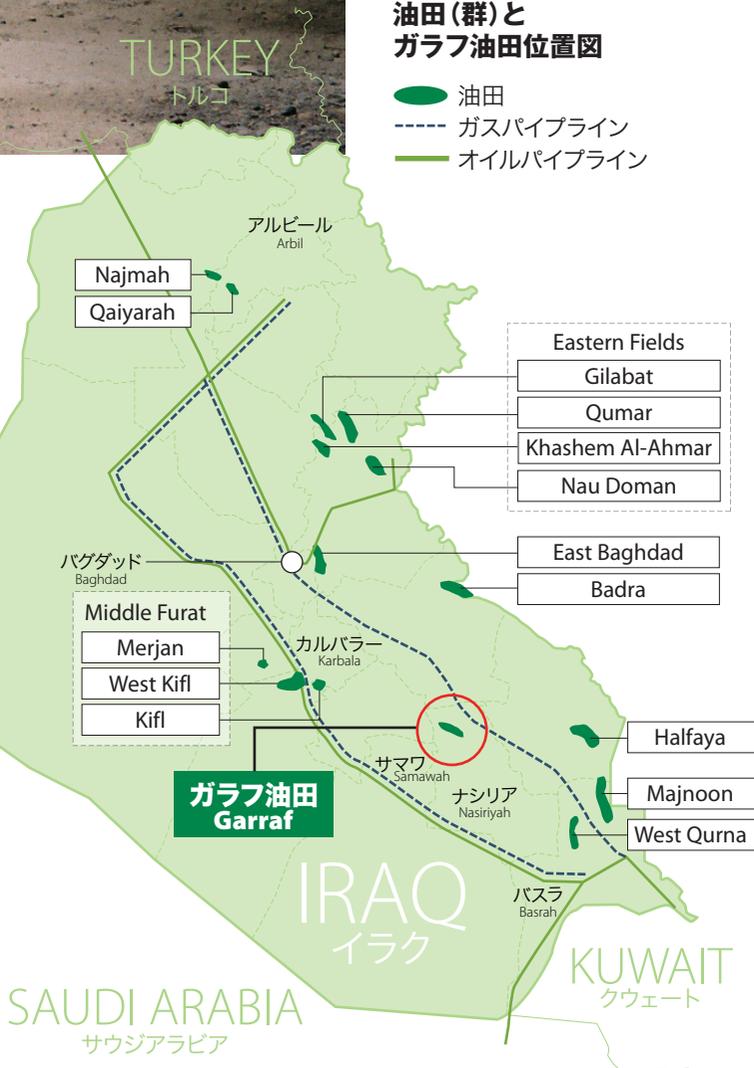
日産23万バレル
達成予定

2012

生産開始予定

第2次入札の対象となった
油田(群)と
ガラフ油田位置図

- 油田
- ガスパイプライン
- オイルパイプライン



日本企業で初めてイラクの油田を落札

2009年6月、イラク政府は約40年ぶりに油田開発を外資に開放し、第1次の油田入札を行いました。当社もこの入札に参加しましたが、落札には至りませんでした。

続いて同年12月に、同政府による第2次油田入札が同国バグダッド市で行われました。この第2次油田入札において、当社はマレーシア国営石油会社のPETRONASと共同で、イラク南部に位置するガラフ油田の落札に成功、同油田の開発生産権を獲得しました。これを受け、2010年1月にイラク政府(南部石油公社)との間で、ガラフ油田にかかわる開発生産サービス契約を締結しました。

ガラフ油田は2012年に生産を開始、2016年に最大日産目標23万バレルを達成、以降10年以上に亘りこの日産量を継続する予定です。



シャハリストニ イラク石油大臣(右から2番目)と、PETRONAS首脳及び当社首脳。(石油開発生産サービス契約調印直後)

落札までの経緯

当社は、1984年に発見されたまま未開発であったガラフ油田に着目し、1996年に調査を開始しました。その後イラク戦争による中断を挟みながらもイラクとの信頼関係を持続、2005年にはイラク石油省との技術協力覚書を締結しました。

技術協力覚書のもと、延べ約520人にのぼるイラク人技術者を日本に受け入れて技術研修を実施するとともに、ガラフ油田をはじめとする油田の評価作業を共同で行ってきました。

これらによる知識と経験及びイラク石油省との信頼関係を最大限に活かし、当社はオペレーター(操業責任者)であるPETRONASと共同で本事業を推進していきます。

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(予定)	2012年	生産開始
	2016年	日量23万バレル(生産目標量)を達成
契約期間中の累計生産量	約12億バレル	
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
PETRONAS	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。



Hangingstone拡張開発エリアでの
評価井掘削作業



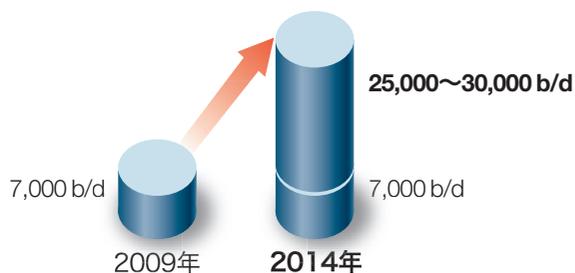
ハイライト2 カナダオイルサンドの拡張開発

Hangingstone鉱区拡張開発許可申請書を提出、2014年から生産量増大を目指す

2014年までのプロジェクトスケジュール

作業一覧	2010	2011	2012	2013	2014
環境影響調査	■				
開発許可申請	■	■			
基本設計		■	■		
開発意思決定			■		
詳細設計			■	■	
建設工事・試運転			■	■	■
生産操業開始					■

生産量



拡張開発許可申請書の提出

当社の連結子会社であるJapan Canada Oil Sands Limited (JACOS)は、カナダ・アルバータ州Hangingstone鉱区の通称3.75セクション地域において、約7,000b/dのビチューメンを生産しています。

また、2008年5月から、同鉱区の未開発地域における拡張開発事業(Hangingstone拡張開発プロジェクト)の実現に向け、環境影響調査を実施してきました。

今般、当該調査を完了し、2010年4月29日、アルバータ州政府エネルギー資源保護委員会及び環境省に対し、Hangingstone鉱区におけるビチューメン生産キャパシティを既存操業に加え最大で35,000b/dまで追加するという内容の開発許可申請書を提出しました。

2014年末の生産開始見込み

拡張開発エリアのオペレーターであるJACOSは、75%の権益を保有し、カナダを拠点とするエネルギー企業Nexen Inc.が残りの25%を保有しています。現在の開発シナリオでは、拡張開発エリアからのビチューメン生産量は、25,000～30,000b/dと見込まれますが、基本設計の段階において、設備の規模と構成の最適化を図っていきます。

Hangingstone拡張開発プロジェクトでのビチューメン生産にはこれまでの3.75セクション地域における操業で成果をあげてきたSAGD (Steam-Assisted Gravity Drainage) 法を適用します。

開発許可の取得に要する期間は、通常約1年半とされています。2011年秋頃、開発許可の取得を受けて最終投資意思決定を行った場合には、2011～2012年にかけての冬季から建設工事に着手し、2014年末までに生産を開始することが見込まれます。

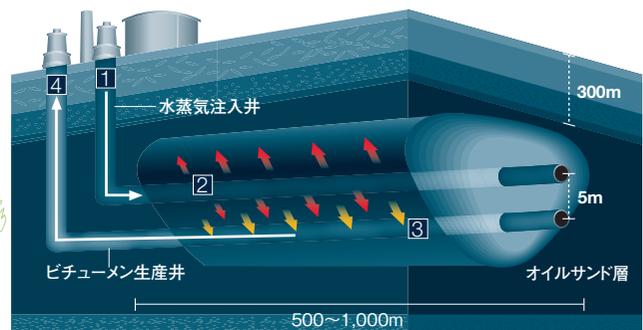
拡張開発プロジェクトが実現可能となるビチューメン価格の採算分岐点

現在7,000b/d規模で生産中のHangingstone3.75セクション地域(当社権益比率100%)については、当初は試験研究目的のプロジェクトであり、この前提で開発費が費用処理されていたため償却負担が小さく、探鉱費などを除いた生産操業にかかわる費用のみで考えれば、1バレル25カナダドル程度が採算分岐点と考えています。

一方、Hangingstone拡張開発プロジェクトの経済性評価に関しては、プロジェクトの規模によって採算ラインが変動するため、現在まだ、このプロジェクトが実現可能となるビチューメン価格の水準を提示できる段階に至っていません。しかし、一般論としては、ビチューメン価格が1バレル40カナダドル台であれば、オイルサンドプロジェクトは実現可能とみるエコノミストが多いと承知しています。中期事業計画の後半年度には原油CIF価格が1バレル80ドル程度で推移すると想定していますが、この原油価格水準であれば、ビチューメン価格も上昇し、事業採算性のあるレベルに達していると期待しています。



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 流動性を得たビチューメンが重力によって下方へ。
- 4 ビ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90%以上をリサイクルし、取水・排水を最小限にした、環境負荷の低い操業を行っています。

事業の概況

探鉱・開発



探鉱・開発の効率的実施と新規埋蔵量の発見

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さらなる整備を図ることは、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最も重要な課題です。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、効率的な探鉱を実施することにより、新規埋蔵量の発見・確保を目指しています。

国内

国内では、北海道、秋田、新潟地域において、「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フィールドグロースを指向した探鉱」を効率よく組み合わせることにより、計画的な探鉱を実施しています。

海外

海外では、カナダ、中東、北アフリカ、インドネシアを中心とする東南アジア、サハリンを重点地域とし、当該地域内における事業発掘に集中して経営資源を投入するとともに、相対的にリスクが低く投資回収期間が短い生産中及び既発見未開発案件等への取り組みと、相対的に高いリターンが期待され事業期間も長い探鉱案件への取り組みのバランスに配慮した投資ポートフォリオの構築に取り組んでいます。

また、国内天然ガス供給事業における将来的なLNG追加調達ニーズを勘案しつつ、重点地域を中心とするLNG上流(探鉱・開発)・中流(輸送・貯蔵)プロジェクトへの参加機会の発掘に努め、2010年代後半を目途にLNG上・中流権益からの利益貢献及び国内向けLNGソースの確保を通じた天然ガスの国内安定供給への寄与を目指しています。



操業地域

リビア

(株)ジャベックスリビア



日本

石油資源開発(株)
日本海洋石油資源開発(株)

インドネシア

(株)ジャベックスBlock A
(株)ユニバースガスアンドオイル
日本コールベッドメタン(株)
(株)ジャベックスプトン
Energi Mega Pratama Inc.
Kangean Energy Indonesia Ltd.
EMP Exploration (Kangean) Ltd.



カンゲアン 鉱区

カナダ

カナダオイルサンド(株)
Japan Canada Oil Sands Limited



イラク

(株)ジャベックスガラフ



イラン

JJI S&N B.V.

ロシア

サハリン石油ガス開発(株)



写真提供:Exxon Neftegas Ltd.

米国

Japex(U.S.) Corp.



○ 海外重点地域

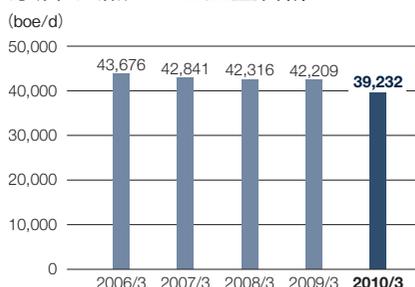
● 連結子会社及び持分法適用関連会社等

事業の概況

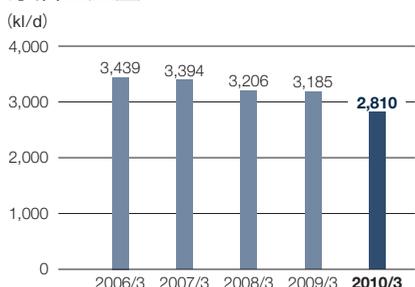
原油・天然ガス生産量(日量)

2009年度の当社及び連結子会社の平均生産量は、原油(ピチューメンを含む)・天然ガス合計(原油換算)で39,232boe/dでした。そのうち、原油(ピチューメンを含む)が2,810kl/d(17,681b/d)、天然ガスが3,426千m³/d(21,551boe/d)でした。

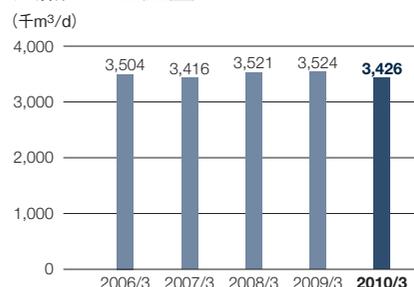
原油・天然ガス生産量合計



原油生産量



天然ガス生産量



注 原油にはピチューメン(オイルサンドから採取される超重質油)を含んでいます。

換算係数及び単位

原油1kl= 6.29bbl

天然ガス1,000m³= 35.31 thousand cubic feet

天然ガス1,000m³= 1 kl 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: kilolitre per day (日量キロリットル)

油田 油ガス田 ガス田



当社及び日本海洋石油資源開発(株)

日本国内では、北海道・秋田・新潟の各エリアで生産操業しています。2009年度の平均日産量は、原油1,624kl/d、天然ガス3,294千m³/d、原油・天然ガス合計で30,934boe/dでした。

2009年度の探鉱作業は、新潟エリアで2次元及び3次元地震探鉱作業を行うとともに、秋田エリアで試掘井1坑、新潟エリアで探掘井1坑を掘削し、このうち新潟エリアの探掘井(岩船沖MS-B18-1)で成功を収めました。また、同年度の開発作業は、探掘井3坑の掘削と既存油ガス田の生産設備増強工事を実施しました。

2010年度の探鉱・開発作業は、2次元及び3次元地震探鉱作業(秋田)並びに試掘井1坑(秋田)、探掘井1坑(北海道)及び探掘井1坑(新潟)の掘削を計画しています。

重点地域 カナダ



鉱区名	Hangingstone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) (現法Japan Canada Oil Sands Limited (JACOS))	
権益比率	JACOS	100%

鉱区名	Hangingstone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) (現法Japan Canada Oil Sands Limited (JACOS))	
権益比率	JACOS	75%
	Nexen	25%

注 未開発鉱区 (Corner, Chard, Thornbury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。

カナダオイルサンド(株)

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Hangingstone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。2009年の3.75セクション地域の生産量は、ビチューメン7,093b/dでした。

また、Hangingstone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35,000b/dのビチューメン生産追加)
2011年秋頃	開発許可取得、最終投資意思決定 (FID)
2011年～2012年冬季	建設作業に着手
2014年末	生産開始

なお、JACOSがアサバスカ地域に保有する合計約460km²のオイルサンド未開発鉱区 (Hangingstone、Corner、Chard、Thornburyなど)の2008年12月末現在の「条件付資源量」は17億バレルと見積られており、これはカナダSproul社による第三者評価を受けています。

重点地域 中東



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%

(株)ジャベックスガラフ

イラクでは、2009年12月、既発見未開発油田を対象とした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、連結子会社としました。

現時点では、2012年に生産を開始し、2016年に230,000b/dの目標生産量を達成する計画です。本油田の開発生産に係る総設備投資額 (20年間) は、概算で50～60億ドル (当社負担額: 概算20～24億ドル) と想定していますが、2012年から生産を開始する原油収入を設備投資に充当するため、想定油価 (70ドル/バレル) での必要最大資金額は約6～8億ドル、当社負担額で約2.5～3億ドルとなる見込みです。

事業の概況

重点地域 中東

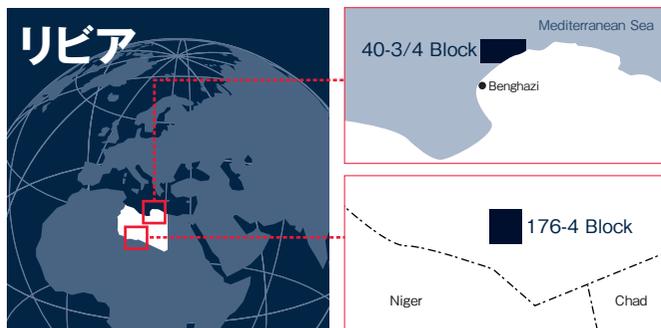


油田名	Soroosh油田及びNowrooz油田(ペルシア湾海上)	
プロジェクト会社	JJI S&N B.V.	
権益比率	Shell Exploration B.V.	70%
	JJI S&N B.V.	20%
	OIEC	10%

JJI S&N B.V.

持分法適用関連会社のJJI S&N B.V.(権益比率:20%)は、Soroosh油田及びNowrooz油田の開発生産事業に参加しています。2005年7月に両油田からの生産が目標生産量に達し、生産操業はイラン国営石油会社に移管されました。現在、開発費用と報酬を回収しており、2010年中には回収を完了する予定です。

重点地域 北アフリカ



鉱区名	40-3/4鉱区(地中海沿岸部海域)	
プロジェクト会社	(株)ジャベックスリビア	
権益比率	(株)ジャベックスリビア(Operator)	42%
	新日本石油開発(株)	38%
	三菱商事(株)	20%
鉱区名	176-4鉱区(陸上南西部ムルズク地域)	
プロジェクト会社	(株)ジャベックスリビア	
権益比率	(株)ジャベックスリビア(Operator)	100%

(株)ジャベックスリビア

連結子会社の(株)ジャベックスリビアは、2005年の公開入札で取得した地中海沿岸部海域40-3/4鉱区(権益比率:42%、オペレーター)と、陸上南西部ムルズク地域176-4鉱区(権益比率:100%、オペレーター)、2鉱区の権益を保有しています。

40-3/4鉱区: 2008年に測線長2,112kmの2次元地震探鉱データと500km²の3次元地震探鉱データ解釈作業を行いました。2009年3月から4月にかけて試掘1号井を、2010年5月から7月にかけて試掘2号井を掘削しましたが、いずれも商業量の油ガスの発見に至らず廃坑しました。現在、鉱区評価作業を実施しています。

176-4鉱区: 2008年に測線長2,053kmの2次元地震探鉱データ解釈作業を行いました。2009年7月から9月にかけて試掘1号井を掘削しましたが、商業量の油ガスの発見に至らず廃坑しました。現在、鉱区評価作業を実施しています。

重点地域 東南アジア



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

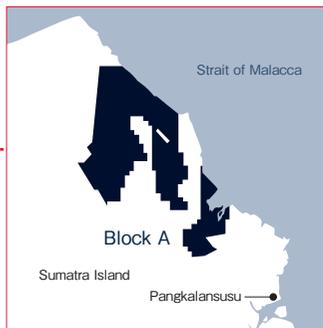
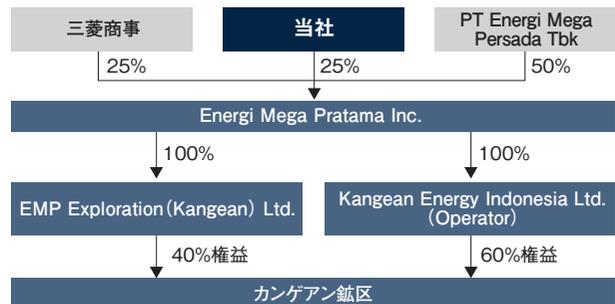
注 Kangean Energy Indonesia Ltd.及びEMP Exploration(Kangean) Ltd.は、Energi Mega Pratama Inc.の子会社です。

Energi Mega Pratama Inc.

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.を通じて東ジャワ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Pagerunganガス田及びSepanjang油田からの生産と、Pagerungan Utara(PUO)油田及びTSBガス田の開発作業を進めています。2009年の鉱区全体の生産量は、原油・天然ガス合計7,021boe/dでした。なお、PUO油田では2010年10月から原油4,500b/dでの生産開始を予定しており、TSBガス田では、2012年3月末の生産開始を目指し、50,000boe/d規模の開発作業を進めています。

カンゲアン鉱区オーナーシップストラクチャー



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

(株)ジャベックスBlock A

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A鉱区では、Alur Siwah、Alur Rambong、Julu Rayeu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の期限が2011年8月に到来することから、その延長についてインドネシア政府の承認を待っています。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。

2010年は、2012年のガス生産開始に向けた開発作業を引き続き推進していきます。

事業の概況

重点地域 東南アジア



鉱区名	サンガサンガ鉱区(カリマンタン島東部陸上)	
プロジェクト会社	(株)ユニバースガスアンドオイル	
権益比率	BP East Kalimantan Ltd.	26.250%
	LASMO Sanga Sanga Ltd.	26.250%
	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%

(株)ユニバースガスアンドオイル

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陸上のサンガサンガ鉱区では、Badak、Nilam、Mutiara、Semberahの4油ガス田を中心に開発生産しています。2009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52坑を掘削し、鉱区全体の生産量は、原油・天然ガス合計88,951boe/dでした。

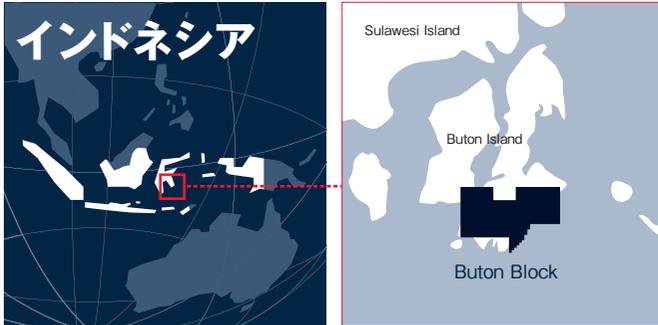


鉱区名	サンガサンガCBM鉱区(カリマンタン島東部陸上)	
プロジェクト会社	日本コールベッドメタン(株)	
権益比率	BP East Kalimantan CBM Limited	26.250%
	Eni CBM Limited	26.250%
	Opicoil Energy	20.000%
	Virginia Indonesia Co. CBM Limited (Operator)	7.500%
	VIC CBM Limited	15.625%
	日本コールベッドメタン(株)	4.375%

日本コールベッドメタン(株)

日本コールベッドメタン(株)は、当社及び大阪ガス(株)、ジャパンエナジー石油開発(株)(2010年7月1日、JX日鉱日石開発(株)に商号変更)、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。

2010年は、試験生産を含むコールベッドメタンの生産性評価作業を実施する予定です。



鉱区名	ブトン鉱区 (南東スラウェシ州ブトン島 陸・海域)	
プロジェクト会社	(株)ジャベックスブトン	
権益比率	(株)ジャベックスブトン (Operator)	40%
	Premier Oil	30%
	KUFPEC	30%

(株)ジャベックスブトン

連結子会社の(株)ジャベックスブトン(権益比率:40%、オペレーター)は、2006年10月の公開入札で取得したブトン島 陸・海域のブトン鉱区の生産物分与契約に2007年1月に調印しました。探鉱作業は、2008年に空中重・磁力調査及びデータ解釈作業を実施しました。また、2008年6月から2009年1月にかけて測線長318kmの2次元地震探鉱データ収録作業を実施し、2009年6月にデータ処理作業を終了しました。その後データ解釈作業及び地質スタディを実施し、試掘対象構造を選定しました。

2010年は、試掘井1坑の掘削を予定しています。

重点地域 サハリン



鉱区名	チャイヴォ、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)	
権益比率	サハリン石油ガス開発(株)	30.0%
	Exxon Neftegas Ltd. (Operator)	30.0%
	ONGC Videsh Ltd.	20.0%
	Sakhalinmorneftegas-Shelf	11.5%
	RN-Astra	8.5%

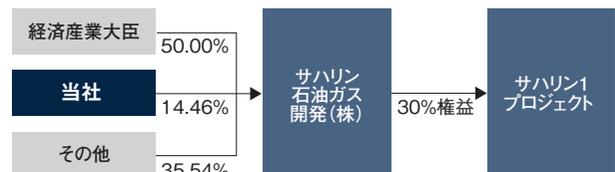
サハリン石油ガス開発(株) (SODECO)

ロシアでは、サハリン島北東沖海上のチャイヴォ、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) (SODECO) への出資を通じて、同プロジェクトに関与しています。チャイヴォからは、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。

サハリン1の原油は、SOKOL原油としてデカストリにある出荷施設から国際市場に出荷されており、天然ガスはロシア国内向けに販売されています。

当社は、SODECOから2008年3月に初配当を受け、2010年3月には3回目の配当を受け取っています。

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



事業の概況

確認埋蔵量

2010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 ³)	原油 (千kl)	ガス (百万m ³)
	原油 (千kl)	ガス (百万m ³)	原油 (千kl)	ガス (百万m ³)	原油 (千kl)	ガス (百万m ³)				
2009年3月31日現在	7,679	26,154	3,061	1,395	10,740	27,549	195	4,722	10,935	32,271
拡張及び発見等による増加	101	1,014	—	—	101	1,014	—	—	101	1,014
前期評価の修正による増減	108	△737	△47	△322	61	△1,059	△50	△666	11	△1,725
買収・売却による増減	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
生産による減少	△701	△999	△370	△43	△1,071	△1,042	△11	△57	△1,082	△1,099
2010年3月31日現在	7,187	25,432	2,644	1,030	9,831	26,462	134	3,999	9,965	30,461

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)	ガス (百万boe)
	原油 (百万bbl)	ガス (百万boe)	原油 (百万bbl)	ガス (百万boe)	原油 (百万bbl)	ガス (百万boe)				
2009年3月31日現在	48	165	19	9	68	173	1	30	69	203
									計 272	
拡張及び発見等による増加	1	6	—	—	1	6	—	—	1	6
前期評価の修正による増減	1	△5	△0	△2	0	△7	△0	△4	0	△11
買収・売却による増減	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
生産による減少	△4	△6	△2	△0	△7	△7	△0	△0	△7	△7
2010年3月31日現在	45	160	17	6	62	166	1	25	63	191
									計 254	

注1 原油にはピチューメン(オイルサンドから採取される超重質油)を含んでいます。

注2 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。

換算係数及び単位

原油 1kl = 6.29bbl

天然ガス 1,000m³ = 35.31 thousand cubic feet

天然ガス 1,000m³ = 1kl of oil equivalent

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

埋蔵量の定義

左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。

左表の確認埋蔵量は、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、左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、左表に示した2010年3月31日現在の日本における当社及び連結対象会社の確認埋蔵量の約73%に相当する部分^{※1}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が保有する現在生産中の鉱区エリアにおけるビチューメン埋蔵量について、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、GLJ Petroleum Consultantsによる第三者評価を受けているほか、持分法適用関連会社のKangean Energy Indonesia Ltd.についてGaffney, Cline & Associates(Consultants)Pte Ltd.による第三者評価を受けており、左表の当期末現在の確認埋蔵量合計(原油9,965千kl、ガス30,461百万m³)のうち約76%に相当する部分^{※2}について第三者評価を受けています。当社は、こうした第三者評価の結果に照らし、左表の当社自身の評価による確認埋蔵量の値は妥当であると判断しています。

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。

^{※1} 原油1千kl=天然ガス1百万m³として計算しています。

^{※2} 同上。

事業の概況

国内天然ガス
輸送、供給

多様な供給チャンネルで広域展開

当社の主力事業である国内天然ガス事業のガス供給は、天然ガスパイプラインやタンクローリー、鉄道などを活用して輸送ネットワークを拡充することで、マーケティングの広域展開と販売量の拡大を進めています。

2009年度のLNGを含む天然ガス販売量は、2008年度並みの17.4億m³にとどまりました。

中期的な販売目標は、2010年度以降の経済状況好転による既存需要回復と新規拡販を想定し、2013年度の20億m³達成を目指します。

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の天然ガスパイプライン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と直結した、ガス拡販のための重要な戦略的資産です。

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し、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、新潟県のガス田及びLNG受入基地を基点として、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。

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(CO₂)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。

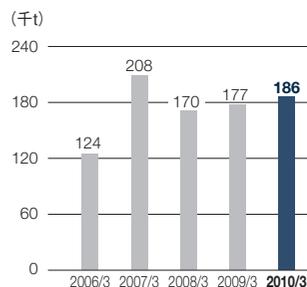
北海道では、勇払油ガス田に小型LNGプラントを建設し勇払産天然ガスをLNGにして、2003年10月から道内の都市ガス事業者向けに供給しています。この勇払LNGプラントは、LNG受入基地のない北海道でLNG供給の道を開いた画期的なケースです。勇払LNGプラントでは、第2系列が2007年11月に完成し、道内の都市ガス事業者向けに供給量を拡大しています。

また2009年度、新たに勇払LNG受入基地の建設を決定しました。外部から調達するLNGを内航船輸送により基地に受け入れ、勇払油ガス田の天然ガスとのベストミックスにより、北海道内の天然ガス供給体制の強化を図っていきます。

天然ガス販売量



LNG販売量





- パイプライン
- LNG鉄道タンクコンテナ輸送
- LNGローリー輸送
- LNGローリー及び一部鉄道タンクコンテナ輸送
- LNG LNGプラント / LNG受入基地
- 油田
- ガス田
- 油ガス田



事業の概況

技術研究開発



GTL実証プラント(写真提供:日本GTL技術研究組合)

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なかにあつて、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、輸送に必要な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、技術研究開発を重点経営課題の柱の1つとして位置付け、Gas-to-Liquids (GTL)、メタンハイドレート、CO₂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。

「環境・新技術事業推進本部」を新設

2010年4月には、当社の3つの重点経営課題の1つである「技術研究開発及び地球環境問題への取り組み」に関する体制を強化し、環境・新技術事業の推進を図るため、「環境・新技術事業推進本部」を本社に設置しました。将来的には、技術・知見をビジネスモデルに取り込み、新たな収益基盤の育成を目指していきます。

新設された部署



Gas-to-Liquids (GTL) 技術の開発

GTLとは、天然ガスを原料にして化学反応によってナフサや灯油・軽油などの石油製品を製造する技術です。GTL技術によって製造された液体燃料は、硫黄分や芳香族分を含まないことから、環境負荷の低いクリーンなエネルギーであるといえます。また、原油ではなく天然ガスを原料とする点において、エネルギー供給源の多様化につながる、新しい液体燃料のソースになり得ると考えられます。南アフリカのサソール社及び欧米の石油メジャーは、このGTL技術を用いた商業プロジェクトを推進しています。

商業化に向けて技術力を結集

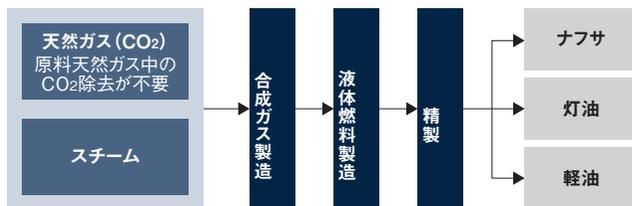
当社は2001年から2004年まで、石油公団(現在の(独)石油天然ガス・金属鉱物資源機構:以下JOGMEC)及び他の民間4社と共同で、当社勇払油ガス田(北海道苫小牧市)において7b/d規模のGTLパイロット試験を実施し、成功裏に終了しました。このパイロット試験の成功を受けて、当社は2006年10月に他の民間5社とともに「日本GTL技術研究組合」を設立し、JOGMECと共同でGTL技術の実証研究を開始しました。世界に伍する日本独自のGTLの技術開発・実証には、国と日本企業が資金力・技術力を結集させる必要があることから、研究組合設立及びJOGMECとの共同研究に至ったものです。

日本GTL技術研究組合は2007年から、新潟東港工業地帯にある当社子会社の日本海洋石油資源開発(株)が所有する敷地に500b/d規模の実証プラントの建設を開始し、2009年4月に建設を完了し実証運転を開始しました。実証試験は2010年度末までを予定しており、商業規模(数万b/d)で技術的・経済的に競争力を持つGTL技術の開発を目指しています。

日本独自のGTL技術の確立へ

世界市場で先行しているGTL技術では、そのプロセスで酸素が必要とされ、また原料天然ガス中に二酸化炭素(CO₂)が含まれる場合にはCO₂を除去する必要があります。一方で日本GTL技術研究組合が実用化を目指す技術の特徴は、酸素を必要とせず、また天然ガス中に含まれるCO₂をそのまま利用できるという点にあり、酸素製造設備やCO₂除去設備が不要となります。したがって設備投資額や運転経費を軽減でき、世界でも十分競争力がある技術と考えられます。

JAPAN-GTLプロセス



日本におけるメタンハイドレートの開発

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ガス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

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



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。

開発計画 フェーズ1(2001~2008年度)の成果

メタンハイドレートは、通常の天然ガスと性状が異なり、その回収には様々な技術的課題が残されています。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石油公団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いで、経済産業省が策定したメタンハイドレート開発計画に従って、2001年度からは官民挙げての本格的な共同研究のフェーズ1がスタートしました。その主な取り組み内容は以下のとおりです。フェーズ1での成果は、我が国近海のメタンハイドレートがエネルギー資源になり得ることを示しています。

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)

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(熊野灘~東海沖)での3D地震探査
2003年度	南海トラフ(熊野灘~東海沖)での基礎試錐
2006年度	南海トラフ(熊野灘~東海沖)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
2008年度	フェーズ1最終評価

開発計画 フェーズ2(2009~2015年度)の概要

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て、我が国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します。また、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、メタンハイドレート資源開発研究コンソーシアム(MH21)運営協議会の一員として中核的役割を担っていきます。現在は海洋産出試験に向け、坑井掘削計画や産出テスト計画策定などの諸準備を進めています。

事業の概況

CO₂回収・貯留技術の実用化

CO₂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1つであるCO₂回収・貯留は、枯渇した油・ガス田や、地中深くにある石炭層、帯水層などに直接CO₂を圧入して貯留するもので、実用性が高く確実に安全な方法と考えられます。

日本におけるCO₂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CO₂排出量の約100年分に相当します。

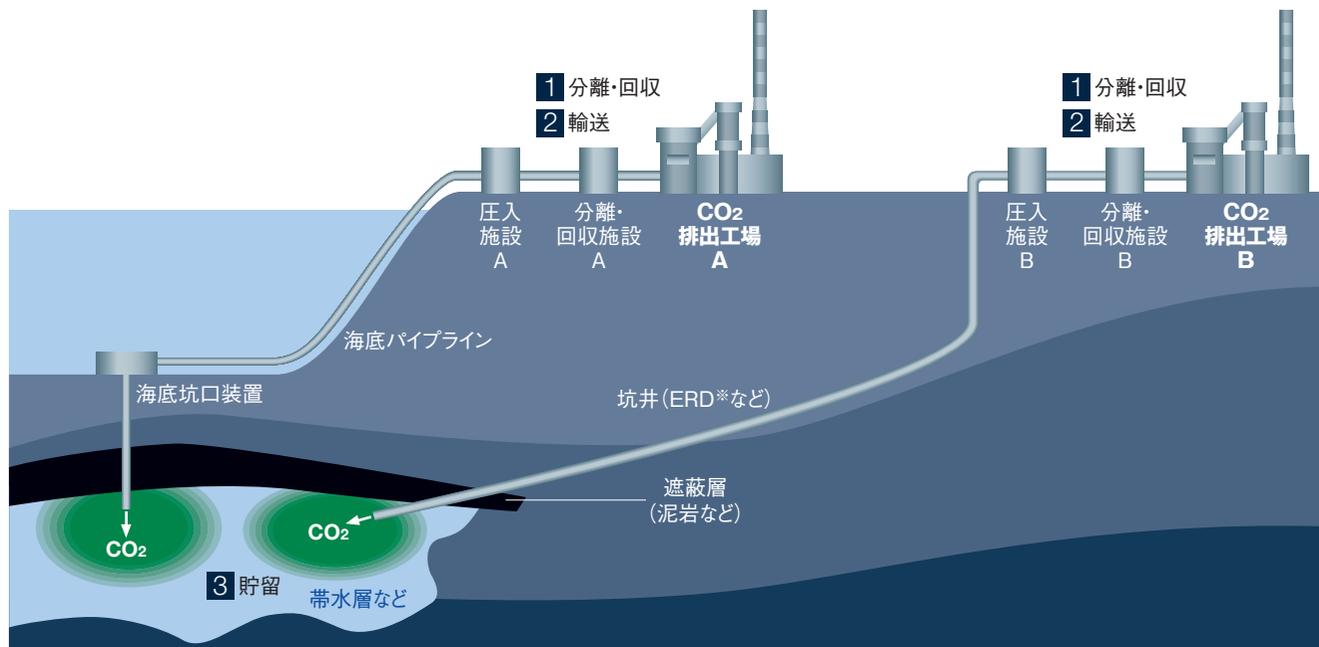
石油開発技術をコア技術として応用

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、流体移動シミュレーション、並びに物理探鉱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。CO₂回収・貯留では、当社が保有するこれらの石油開発技術がコア技術として不可欠な役割を果たします。

CO₂回収・貯留技術の実用化に向けて

政府は「低炭素社会づくり行動計画」において、2020年までにCO₂回収・貯留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)を設立しました。同社は、経済産業省並びに(独)新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)などからCO₂回収・貯留の実証試験に向けた調査事業を受託しています。現在は福島県勿来(なこそ)・常磐沖及び北海道苫小牧沖での実施調査を行っています。今後実施される実証試験を通じて、当社技術を活かしてCO₂回収・貯留技術を確立し、地球温暖化の抑止に貢献していきます。

CO₂回収・貯留概念図



※ ERD: Extended Reach Drilling (大偏距掘削)。

- 1 分離・回収:** 発電所・工場などの大規模排出源の排ガスなどから、CO₂を分離し、回収する。
- 2 輸送:** 分離・回収されたCO₂を貯留地点まで輸送する。
- 3 貯留:** 地下1,000m以深で、上部に遮蔽層が存在する貯留層(帯水層など)に圧入し、貯留する。

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。当社が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の影響等により、天然ガスの販売単価や販売数量が下落するリスクがあります。

(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、探鉱費用として若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与えることになります。

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。またこれらの投資は、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リスクにさらされています。

(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さまざま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

事業等のリスク

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す、当社グループの天然ガス販売にも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与える可能性があります。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。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場合、当社は当該保証額について債務を履行する義務があります。

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により、当社グループの海外事業が不利な影響を被る可能性があります。

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、2010年3月末現在、国際石油開発帝石(株)株式を11.33%※保有しており、当社グループの2009年度末の投資有価証券の残高は246,141百万円、このうち、国際石油開発帝石(株)株式は183,321百万円となっています。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。

※ 2010年7月8日開催の国際石油開発帝石(株)取締役会決議に基づく新株発行により、同社株式の当社持株比率は7.31%となりました。

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日を受渡り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与える可能性があります。

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とはありません。

社会的責任(CSR)



より良い社会生活を実現するために、 労働安全衛生や地域社会との 交流など様々な活動を行っています

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を最優先とした操業を推進しています。日本国内では、操業地域における企業市民としてステークホルダーの方々とのコミュニケーションを図りながら、信頼を第一に、地域社会の発展に貢献するよう努めています。

労働安全衛生

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。2010年の保安方針及び保安目的は、以下のとおりです。

2010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、全員参加で安全と健康を先取りし、災害、公害のない健康で快適な職場環境の形成に努めます。」

2010年保安目的

- ① 労働災害をゼロにする。
- ② 公害を発生させない。
- ③ 健康で快適な職場を作る。

また、緊急事態を想定した訓練を年1回以上実施するとともに、定期的なHSE(Health, Safety and Environment)教育を実施し、災害や公害の防止に努めています。これらの保安活動は、年末に総括し、成果を評価した上で結果を翌年の保安活動に盛り込んでいます。これにより、継続的に保安レベルを高め、事故・災害の撲滅につなげています。

地球環境の保全

当社は、地球環境の保全・地域社会への貢献活動として、2005年から植林・森林整備活動を行っています。これまでに北海道、秋田県及び新潟県で森林の整備活動に取り組んでいます。



「せきゆかいはつ ゆりの森」植樹祭(秋田県由利本荘市)

社会とのかかわり

大学寄付講座

当社は、大学における教育研究の推進、技術者育成へのサポートなどを通してエネルギー資源開発の将来を担うべき人材育成を支援するために、大学及び大学院に寄付講座を設置しています。現在、東京大学大学院、京都大学大学院、東北大学大学院及び北海道大学の4校で実施しています。

地域社会の一員として

当社は地域の祭事などに積極的に参加・協賛しており、国内事業所のある地域社会の方々と相互に交流を深め、事業活動への理解を促進しています。



長岡まつり(新潟県)に参加

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、充実に目指しています。

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て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13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、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属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執行がなされているかの監査にあっています。

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

2009年度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、古杉裕亮

監査業務に係る補助者の構成: 公認会計士9名、会計士補17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、それに依り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内部統制室を主体として、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。

(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) 損失の危機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。

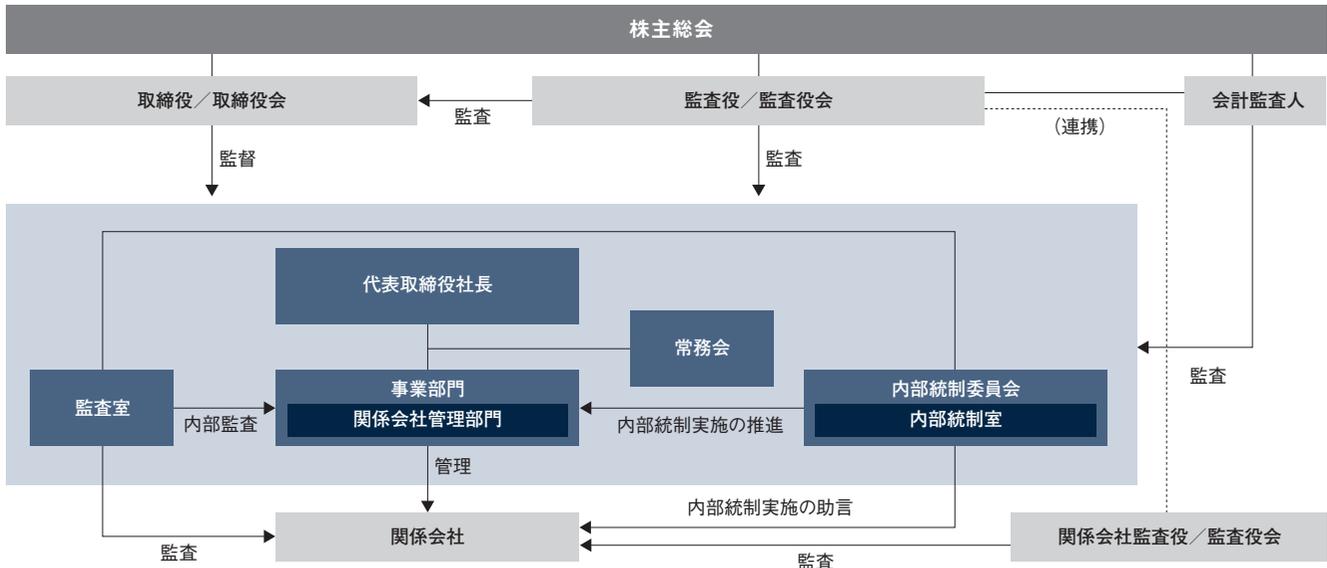
また、当社は、事業実施の決定にあたり、各部門の担当取締役及び執行役員の責任において、事業リスク(計画、戦略、財務、与信に係るリスク)の検証を行った上で、常務会及び必要に応じて取締役会で機関決定を行うこととしています。このように段階を踏み、合議の上で事業が実施されており、事業の実行段階においても各種マニユア

コーポレート・ガバナンスの状況

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内部統制室において、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。

コーポレート・ガバナンス体制及び内部統制体制(模式図)



4. 役員報酬等及び監査報酬の内容等

2009年度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	
取締役 (社外取締役を除く。)	644	425	82	136	15
監査役 (社外監査役を除く。)	42	29	4	9	4
社外役員	46	36	—	10	3

注 上記の役員の員数には、2009年6月24日開催の第39回定時株主総会終結の時をもって退任した監査役2名及び2010年3月29日付で辞任した取締役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

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 月額4,000万円、監査役 月額500万円)の範囲内で、各取締役分については取締役会の決議により、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受けた上で、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より、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。

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、その具体的金額、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: 57百万円、連結子会社: 26百万円

② 非監査業務に基づく報酬

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。



財務セクション

- 35 主要財務データの推移(6年間)
- 36 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
- 40 連結貸借対照表
- 42 連結損益計算書
- 43 連結株主資本等変動計算書
- 45 連結キャッシュ・フロー計算書
- 47 連結財務諸表に対する注記
- 70 独立監査人の監査報告書

主要財務データの推移(6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

	2010	2009	2008	2007	2006	2005
	百万円					
会計年度:						
売上高	¥ 179,752	¥ 202,127	¥ 207,638	¥ 170,018	¥ 138,796	¥ 103,150
売上原価	125,467	134,447	143,682	104,174	77,433	61,046
探鉱費	10,396	15,352	13,559	8,178	9,677	6,127
販売費及び一般管理費	30,769	32,237	30,770	27,946	24,666	21,298
営業利益	13,119	20,090	19,625	29,719	27,018	14,678
当期純利益	17,939	12,560	20,097	20,982	20,216	13,234
設備投資	28,835	30,902	41,742	31,746	19,934	13,587
減価償却費	23,237	21,521	16,669	14,938	13,951	14,081
会計年度末:						
総資産	¥ 521,009	¥ 500,444	¥ 620,946	¥ 578,059	¥ 532,516	¥ 393,733
純資産(旧株主資本) [※]	398,747	378,227	448,226	418,929	386,222	293,152
長期借入金	24,471	25,325	21,922	17,722	15,000	15,973
	円					
1株当たり情報:						
1株当たり純資産	¥6,839.05	¥6,486.85	¥7,696.00	¥7,185.80	¥6,756.00	¥5,127.67
1株当たり当期純利益	313.88	219.77	351.65	367.12	352.11	230.50
1株当たり配当金(年間)	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	37.50
その他データ:						
従業員数(人)	1,735	1,678	1,622	1,557	1,481	1,470

※ 2007年3月期から純資産を記載しています。

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16社(2010年3月31日現在)により構成され、石油・天然ガス関連事業として原油・天然ガス、請負及びその他の3部門に關係する事業を主として行っています。なお、当社は事業の種類別セグメントの記載を省略しているため、事業部門の区分によって記載しています。

経営成績の分析

概況

2009年度は、2008年度に比べ売上高は22,374百万円減収の179,752百万円、営業利益は6,971百万円減益の13,119百万円、当期純利益は5,378百万円増益の17,939百万円となりました。

油価と為替レート

2009年度の原油販売単価は、通年の平均販売価格では2008年度に比べ13,131円下落して40,436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67.50ドル(加重平均)と2008年度に比べ22.21ドル下落しています。一方、為替レートは、92.74円/ドル(加重平均)と2008年度に比べ9.82円の円高となりました。

海外買入原油の販売につい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50.15カナダドル(加重平均)と2008年度に比べ16.42カナダドル下落しています。一方、為替レートは、88.07円/カナダドル(加重平均)と2008年度に比べ13.23円の円安となりました。

設備投資と減価償却費

2009年度の設備投資額は28,835百万円(2008年度比2,066百万円減少)となりました。主なものは北海道での採掘井の掘削作業や新潟県内の生産設備増強工事並びにイラク共和国ガルフ油田の探鉱開発権の取得などです。減価償却費は、2008年度比1,716百万円増加の23,237百万円となりました。

探鉱活動

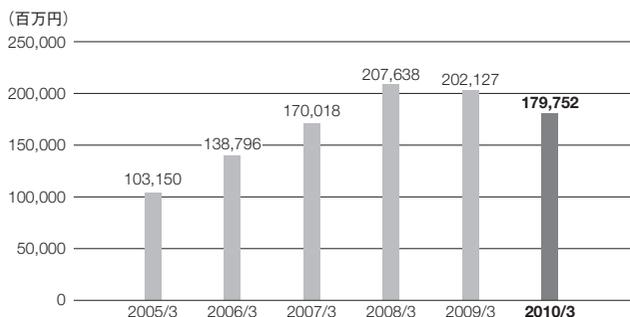
2009年度の探鉱費は、2008年度に比べ4,956百万円減少して10,396百万円(補助金控除後)となりました。

探鉱費の内訳は、国内では主に新潟県及び秋田県での地震探鉱作業並びに試探掘によるものであり、海外ではリビアやカナダでの試探掘及び探鉱評価作業などによるものです。

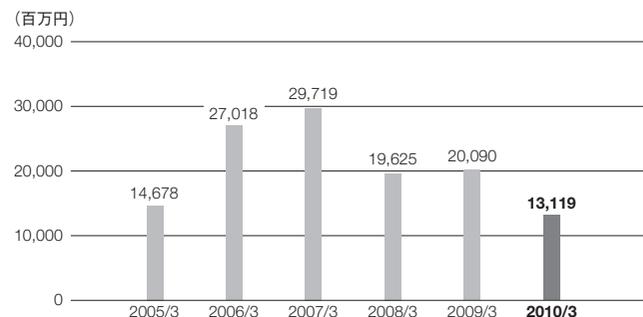
売上高の状況

2009年度の売上高の構成は、「原油・天然ガス事業部門」が148,604百万円(構成比82.7%)、「請負事業部門」が4,859百万円(構成比2.7%)、「その他事業部門」が26,289百万円(構成比14.6%)となっています。

売上高



営業利益



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

■ 原油・天然ガス事業部門

原油・天然ガス事業部門は、原油、天然ガス、液化天然ガス(LNG)及びビチューメンの販売からなり、2009年度においては、主に原油やビチューメン価格の下落、新南海石油開発(株)の商業生産期間終了及びサハリン石油ガス開発(株)からの買入商品原油(SOKOL原油)の販売数量減少などにより売上高は148,604百万円と2008年度に比べ34,867百万円の減収となりました。

原油の販売数量は1,714千klと2008年度に比べ205千kl減少となりました。数量減の主な要因は新南海石油開発(株)の商業生産期間の終了及びSOKOL原油の買入販売数量の減少によるものです。原油の売上高は2008年度に比べ33,537百万円減少して69,308百万円となりました。

天然ガスの販売数量は1,499百万m³と2008年度に比べ13百万m³増加し、販売単価も0.66円/m³上昇して37.08円/m³となった結果、2009年度の天然ガス売上高は55,593百万円と2008年度に比べ1,467百万円増加しています。

LNGは、2008年度に比べ8千トン増加して186千トン販売したものの、売上高は12,268百万円と2008年度に比べ1,144百万円減少しました。

ビチューメンは、2008年度に比べ6千kl減少して411千klを販売し、売上高は11,433百万円と2008年度に比べ1,653百万円減少しました。

■ 請負事業部門

請負事業部門は、主に削井工事及び地質調査の受注などからなり、2009年度における売上高は4,859百万円と2008年度に比べ

119百万円の増収となりました。

■ その他事業部門

その他事業部門は、主に液化石油ガス(LPG)・重油などの石油製品の販売、天然ガス・石油製品の受託輸送及びその他業務受託などからなり、2009年度においては、石油製品販売などを主たる事業とする(株)ジャベックスエネルギーが連結子会社に加わったことなどにより、売上高は26,289百万円と2008年度に比べ12,373百万円の増収となりました。

営業費用

売上原価は125,467百万円と2008年度に比べ8,979百万円減少しています。これは主に前述のサハリン石油ガス開発(株)からの買入商品原油(SOKOL原油)の仕入高の減少によるものです。

販売費及び一般管理費は30,769百万円と2008年度に比べ1,467百万円減少しました。これは中国で原油卸価格に課されていた石油特別収益金が、新南海石油開発(株)の商業生産終了に伴って減少したことなどによるものです。

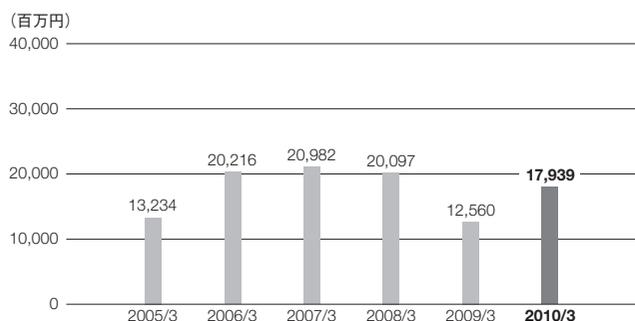
探鉱費については、36ページの探鉱活動の項目をご参照ください。

以上の結果、営業利益は2008年度に比べ6,971百万円減益の13,119百万円となりました。

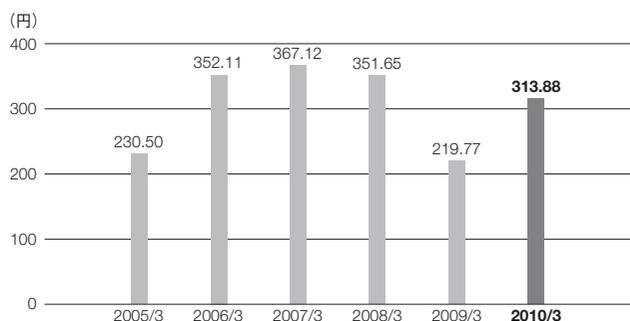
税金等調整前当期純利益

その他の収益は主にサハリン石油ガス開発(株)からの増配により受取配当金が増加したことなどから、2008年度に比べ増加となりました。

当期純利益



1株当たり当期純利益



一方、その他の費用は有価証券評価損、廃鉱費用引当金繰入額並びに為替差損などの減少、持分法適用関連会社である日本海洋掘削(株)の株式上場に伴う新株式発行による持分変動利益の計上、並びに固定資産除却損及び減損損失の減少などから、税金等調整前当期純利益は2008年度に比べ6,260百万円増益の23,368百万円となりました。

当期純利益

2009年度の「法人税、住民税及び事業税」と「法人税等調整額」を加えた額は4,443百万円となり、税金等調整前当期純利益23,368百万円に対する比率は19.0%となっています。これは当社の法定実効税率である36.2%に比べ17.2%低くなっています。これは主として、探鉱準備金制度(租税特別措置法第58条)及び新鉱床探鉱費の特別控除制度(租税特別措置法第59条)により、探鉱作業に備え利益から積み立てた金額(探鉱準備金)が税法に定められた条件を満たした場合免税となること、及び連結子会社における税務上の繰越欠損金の利用によるものです。また、当社の法定実効税率が標準的な法定実効税率(約40%)より低くなっている理由は、石油・天然ガス鉱業が「鉱物の掘採事業」に該当し事業税が非課税扱いとなっていることによるものです。

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あとの当期純利益は、2008年度に比べ5,378百万円増益の17,939百万円となりました。

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

2009年度末の総資産は、2008年度末に比べ20,565百万円増加し、521,009百万円となりました。このうち流動資産は8,449百万円増加し105,569百万円、固定資産は12,115百万円増加し415,439百万円となりました。

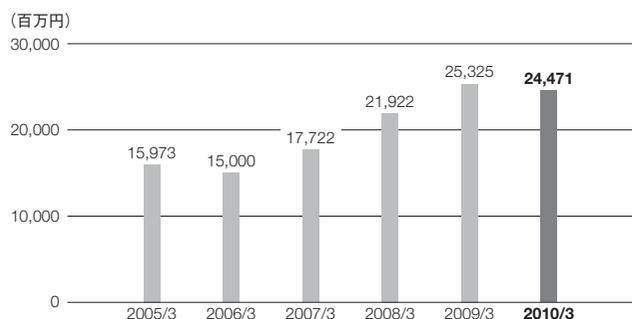
流動資産の主な変動は、現金及び預金などが減少した一方、現先取引による短期貸付金の増加(2008年度末は流動資産のその他)及びMMFなどの購入による有価証券の増加などによるものです。

固定資産の変動のうち有形固定資産については、北海道勇払プラントでの2坑の採掘井掘削工事や新潟県片貝鉱場での生産設備等の増強工事などの増加要因が減価償却費などの減少要因を上回ったことにより1,998百万円増加しました。無形固定資産は、主にイラク共和国ガラフ油田に係る探鉱開発権の取得などにより3,058百万円増加しました。投資その他の資産は、社債の購入及び国際石油開発帝石(株)などの株式時価評価による投資有価証券の増加、並びに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などにより7,059百万円増加しました。

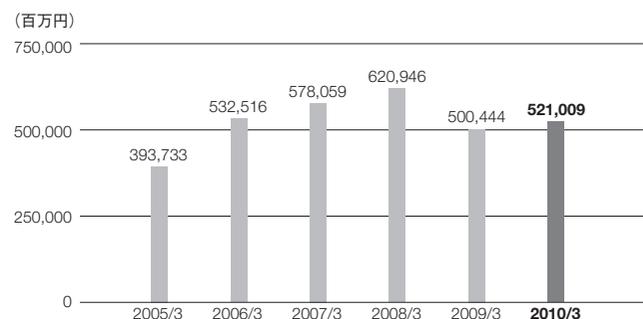
2009年度末の負債合計は、支払手形及び買掛金や長期借入金などが減少したものの、繰延税金負債や退職給付引当金などが増加したことにより、2008年度末に比べ45百万円増加し、122,261百万円となりました。

2009年度末の純資産合計は、利益剰余金、その他有価証券評価差額金及び為替換算調整勘定の増加などにより2008年度末に

長期借入金



総資産



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

比べ20,519百万円増加の398,747百万円となりました。

以上の結果、2009年度末の自己資本比率は75.0%になりました。

キャッシュ・フローの状況

2009年度末における現金及び現金同等物(以下「資金」という。)は、2008年度末に比べ5,669百万円増加し、57,645百万円となりました。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38,948百万円となりました。これは主に、税金等調整前当期純利益23,368百万円、減価償却費23,237百万円などによるものです。

■ 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29,300百万円となりました。これは主に前述の有形固定資産の取得による支出29,074百万円及び無形固定資産の取得による支出4,519百万円、並びに定期預金の預入による支出14,892百万円などの支出額が、定期預金の払戻による収入10,368百万円及び利息及び配当金の受取額10,523百万円などの収入額を上回ったためです。

■ 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4,054百万円となりました。これは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1,934百万円を、配当金の支払額2,284百万円や長期借入金

の返済による支出2,278百万円などの支出額が上回ったためです。

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などについて、以下のように管理しています。

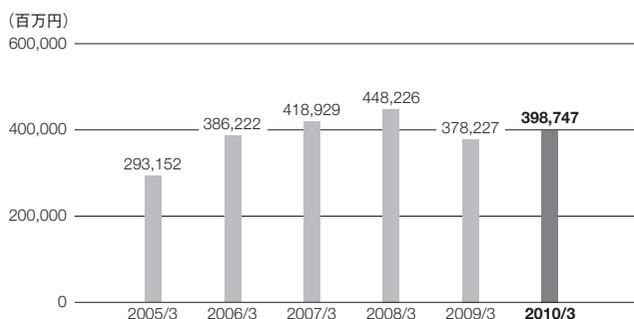
運転資金は、主に内部資金により調達していますが、一部の連結子会社においては、売掛債権の回収と固定費支払いのタイミングのズレから一時的に資金が必要になった場合、原則として当社グループ内で融通し、なおも不足する場合にこれを短期借入金で調達しています。また、運転資金の効率的な調達を目的として取引銀行6行と総額26,968百万円の当座貸越契約を結んでいます。短期借入金は2008年度末、2009年度末ともありません。

設備投資や海外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。2009年度末の1年内返済長期借入金及び長期借入金の合計残高は、2008年度末に比べ853百万円減の26,749百万円となっており、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6,166百万円、カナダオイルサンド(株)の株式取得宛て借入が7,000百万円、インドネシアのカンゲアン鉱区の開発資金宛て借入が13,583百万円です。

この他、当社は偶発債務として、海外のプロジェクト会社などの事業資金宛の銀行借入及び当社従業員の住宅ローンに対する保証債務が、2009年度末において15,258百万円ありますが、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。

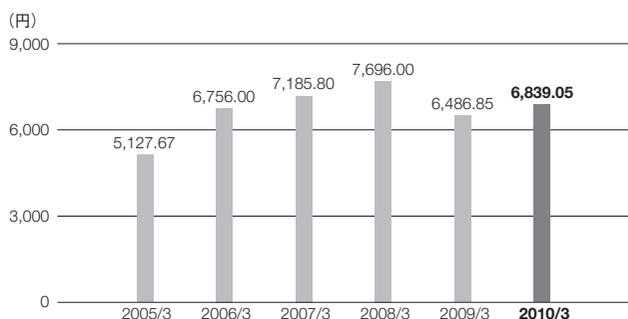
なお、文中の将来に関する事項は、2009年度末現在において当社グループが判断したものです。

純資産(旧株主資本)※



※ 2007年3月期から純資産を記載しています。

1株当たり純資産



連結貸借対照表

石油資源開発株式会社及び連結子会社
2010年及び2009年3月31日現在

	2010	2009	2010
			千米ドル(注記1)
		百万円	
資産			
流動資産:			
現金及び預金(注記10、18)	¥ 24,314	¥ 27,702	\$ 261,443
受取手形及び売掛金(注記10)	19,774	17,050	212,630
有価証券(注記4、10、18)	17,669	11,510	189,993
商品及び製品(注記3)	4,632	4,255	49,814
仕掛品(注記3)	386	553	4,159
原材料及び貯蔵品(注記3)	5,398	6,200	58,050
繰延税金資産(注記6)	1,336	1,315	14,371
短期貸付金(注記10)	28,534	20,506	306,823
その他	3,532	8,037	37,986
控除:貸倒引当金	(10)	(12)	(112)
流動資産合計	105,569	97,120	1,135,157
固定資産:			
有形固定資産:			
土地(注記15)	14,955	15,338	160,811
建物及び構築物(注記15)	148,591	142,900	1,597,760
坑井	67,143	59,115	721,972
機械装置及び運搬具	106,870	101,561	1,149,150
建設仮勘定(注記15)	7,263	4,790	78,097
その他	15,130	14,310	162,692
控除:減価償却累計額	(215,189)	(195,249)	(2,313,865)
有形固定資産合計	144,765	142,767	1,556,617
無形固定資産:			
のれん	—	1,063	—
その他	7,450	3,328	80,115
無形固定資産合計	7,450	4,392	80,115
投資その他の資産:			
投資有価証券(注記4、10)	246,141	241,945	2,646,687
長期貸付金(注記10)	15,377	13,432	165,351
繰延税金資産(注記6)	1,332	648	14,328
その他	6,211	6,010	66,789
控除:貸倒引当金	(46)	(68)	(501)
控除:海外投資等損失引当金	(5,793)	(5,803)	(62,293)
投資その他の資産合計	263,223	256,164	2,830,361
固定資産合計	415,439	403,324	4,467,093
資産合計	¥521,009	¥500,444	\$5,602,250

添付の注記は、これらの連結財務諸表の一部である。

連結貸借対照表

	2010	2009	2010
			千米ドル(注記1)
		百万円	
負債及び純資産			
流動負債:			
支払手形及び買掛金(注記10)	¥ 5,914	¥ 6,508	\$ 63,600
役員賞与引当金	104	93	1,126
災害損失引当金	—	188	—
その他(注記5、6)	15,966	17,302	171,685
流動負債合計	21,986	24,093	236,411
固定負債:			
長期借入金(注記5、10)	24,471	25,325	263,136
繰延税金負債(注記6)	61,386	60,108	660,072
退職給付引当金(注記7)	6,429	5,732	69,139
役員退職慰労引当金	690	559	7,420
廃鋳費用引当金	6,216	5,725	66,845
関係会社事業損失引当金	—	35	—
その他(注記5)	1,080	635	11,622
固定負債合計	100,275	98,123	1,078,234
負債合計	122,261	122,216	1,314,645
契約債務及び偶発債務(注記9、11、12)			
純資産(注記8):			
株主資本:			
資本金:			
授權資本 — 120,000,000株			
発行済株式総数			
2010年及び2009年3月31日現在			
— 57,154,776株	14,288	14,288	153,642
利益剰余金	271,858	255,499	2,923,209
自己株式 (2010年3月31日現在 — 1,961株 2009年3月31日現在 — 1,783株)	(10)	(9)	(109)
株主資本合計	286,137	269,778	3,076,742
評価・換算差額等:			
その他有価証券評価差額金	106,896	105,430	1,149,423
繰延ヘッジ損益	24	(0)	263
為替換算調整勘定	(2,186)	(4,465)	(23,516)
評価・換算差額等合計	104,733	100,964	1,126,170
少数株主持分	7,876	7,484	84,693
純資産合計	398,747	378,227	4,287,605
負債純資産合計	¥521,009	¥500,444	\$5,602,250

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
2010年及び2009年3月31日終了年度

	2010	2009	2010
		百万円	千米ドル(注記1)
売上高	¥179,752	¥202,127	\$1,932,827
売上原価(注記3)	125,467	134,447	1,349,110
売上総利益	54,285	67,680	583,717
探鉱費	10,865	16,272	116,828
探鉱補助金	(468)	(920)	(5,038)
	10,396	15,352	111,790
販売費及び一般管理費(注記14)	30,769	32,237	330,859
営業利益	13,119	20,090	141,068
その他収益(費用):			
受取利息	720	1,253	7,743
受取配当金	8,669	5,823	93,220
有価証券売却損益	176	57	1,894
持分変動損益	1,279	—	13,759
関係会社事業損失引当金戻入額	35	275	380
支払利息	(291)	(494)	(3,138)
有価証券評価損	(11)	(1,805)	(128)
廃鉱費用引当金繰入額	(890)	(2,055)	(9,580)
為替差損	(686)	(1,886)	(7,382)
補助金収入	—	191	—
固定資産除却損	(378)	(2,986)	(4,073)
減損損失(注記15)	(575)	(2,312)	(6,188)
過年度退職給付費用	(265)	—	(2,855)
その他	2,469	955	26,558
	10,249	(2,982)	110,210
税金等調整前当期純利益	23,368	17,108	251,278
法人税等(注記6):			
法人税、住民税及び事業税	4,135	1,879	44,469
法人税等調整額	307	1,686	3,306
	4,443	3,565	47,775
少数株主利益	986	981	10,608
当期純利益(注記17)	¥ 17,939	¥ 12,560	\$ 192,895

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
2010年及び2009年3月31日終了年度

	2010	2009	2010
	百万円		千米ドル(注記1)
株主資本			
資本金			
前期末残高	¥ 14,288	¥ 14,288	\$ 153,642
当期末残高	¥ 14,288	¥ 14,288	\$ 153,642
利益剰余金			
前期末残高	¥255,499	¥245,225	\$2,747,304
当期変動額			
剰余金の配当	(2,286)	(2,286)	(24,582)
当期純利益	17,939	12,560	192,895
持分法の適用範囲の変動	706	—	7,592
当期変動額合計	16,359	10,274	175,905
当期末残高	¥271,858	¥255,499	\$2,923,209
自己株式			
前期末残高	¥ (9)	¥ (7)	\$ (100)
当期変動額			
自己株式の取得	(0)	(2)	(9)
当期変動額合計	(0)	(2)	(9)
当期末残高	¥ (10)	¥ (9)	\$ (109)
株主資本合計			
前期末残高	¥269,778	¥259,506	\$2,900,846
当期変動額			
剰余金の配当	(2,286)	(2,286)	(24,582)
当期純利益	17,939	12,560	192,895
持分法の適用範囲の変動	706	—	7,592
自己株式の取得	(0)	(2)	(9)
当期変動額合計	16,358	10,272	175,896
当期末残高	¥286,137	¥269,778	\$3,076,742

添付の注記は、これらの連結財務諸表の一部である。

	2010	2009	2010
		百万円	千米ドル(注記1)
評価・換算差額等			
その他有価証券評価差額金			
前期末残高	¥105,430	¥179,629	\$1,133,659
当期変動額			
株主資本以外の項目の当期変動額(純額)	1,465	(74,199)	15,764
当期変動額合計	1,465	(74,199)	15,764
当期末残高	¥106,896	¥105,430	\$1,149,423
繰延ヘッジ損益			
前期末残高	¥ (0)	¥ (0)	\$ (2)
当期変動額			
株主資本以外の項目の当期変動額(純額)	24	—	265
当期変動額合計	24	—	265
当期末残高	¥ 24	¥ (0)	\$ 263
為替換算調整勘定			
前期末残高	¥ (4,465)	¥ 716	\$ (48,018)
当期変動額			
株主資本以外の項目の当期変動額(純額)	2,278	(5,182)	24,502
当期変動額合計	2,278	(5,182)	24,502
当期末残高	¥ (2,186)	¥ (4,465)	\$ (23,516)
評価・換算差額等合計			
前期末残高	¥100,964	¥180,346	\$1,085,639
当期変動額			
株主資本以外の項目の当期変動額(純額)	3,769	(79,381)	40,531
当期変動額合計	3,769	(79,381)	40,531
当期末残高	¥104,733	¥100,964	\$1,126,170
少数株主持分			
前期末残高	¥ 7,484	¥ 8,373	\$ 80,482
当期変動額			
株主資本以外の項目の当期変動額(純額)	391	(888)	4,211
当期変動額合計	391	(888)	4,211
当期末残高	¥ 7,876	¥ 7,484	\$ 84,693
純資産合計			
前期末残高	¥378,227	¥448,226	\$4,066,967
当期変動額			
剰余金の配当	(2,286)	(2,286)	(24,582)
当期純利益	17,939	12,560	192,895
持分法の適用範囲の変動	706	—	7,592
自己株式の取得	(0)	(2)	(9)
株主資本以外の項目の当期変動額(純額)	4,160	(80,270)	44,742
当期変動額合計	20,519	(69,998)	220,638
当期末残高	¥398,747	¥378,227	\$4,287,605

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
2010年及び2009年3月31日終了年度

	2010	2009	2010
		百万円	千米ドル(注記1)
営業活動によるキャッシュ・フロー:			
税金等調整前当期純利益	¥23,368	¥17,108	\$251,278
減価償却費	23,237	21,521	249,870
減損損失	575	2,312	6,188
のれん償却額	1,207	1,014	12,983
有形固定資産除却損	360	2,964	3,881
有価証券及び投資有価証券評価損益(益)	11	1,805	128
貸倒引当金の増減額(減少)	(24)	(26)	(262)
退職給付引当金の増減額(減少)	695	459	7,482
役員退職慰労引当金の増減額(減少)	130	47	1,404
廃鉱費用引当金の増減額(減少)	395	1,870	4,252
海外投資等損失引当金及び 関係会社事業損失引当金の増減額(減少)	(46)	(2,092)	(496)
受取利息及び受取配当金	(9,389)	(7,077)	(100,963)
支払利息	291	494	3,138
有価証券償還損益(益)	(47)	81	(511)
投資有価証券償還損益(益)	—	39	—
有価証券及び投資有価証券売却損益(益)	(176)	(57)	(1,894)
持分法による投資損益(益)	(1,059)	270	(11,390)
持分変動損益(益)	(1,279)	—	(13,759)
売上債権の増減額(増加)	(2,623)	8,511	(28,210)
たな卸資産の増減額(増加)	656	(517)	7,060
仕入債務の増減額(減少)	(752)	(11,410)	(8,095)
未払消費税等の増減額(減少)	1,214	(383)	13,064
その他	733	4,966	7,890
小計	37,482	41,901	403,038
保証債務履行求償権回収による収入	—	1,134	—
その他の収入	—	191	—
法人税等の支払又は還付額(支払)	1,466	(6,845)	15,767
営業活動によるキャッシュ・フロー	38,948	36,381	418,805

添付の注記は、これらの連結財務諸表の一部である。

	2010	2009	2010
		百万円	千米ドル(注記1)
投資活動によるキャッシュ・フロー:			
定期預金の預入による支出	¥(14,892)	¥(8,306)	\$ (160,131)
定期預金の払戻による収入	10,368	2,572	111,489
有価証券の売却及び償還による収入	1,159	2,246	12,463
有形固定資産の取得による支出	(29,074)	(28,012)	(312,627)
有形固定資産の売却による収入	12	20	137
無形固定資産の取得による支出	(4,519)	(593)	(48,599)
投資有価証券の取得による支出	(5,695)	(2,607)	(61,247)
投資有価証券の売却及び償還による収入	5,062	9,039	54,433
貸付けによる支出	(2,025)	(6,064)	(21,777)
貸付金の回収による収入	58	312	626
利息及び配当金の受取額	10,523	7,607	113,153
その他	(276)	442	(2,977)
投資活動によるキャッシュ・フロー	(29,300)	(23,342)	(315,057)
財務活動によるキャッシュ・フロー:			
長期借入れによる収入	1,934	6,014	20,802
長期借入金の返済による支出	(2,278)	(2,278)	(24,495)
自己株式の取得による支出	(0)	(2)	(9)
配当金の支払額	(2,284)	(2,284)	(24,567)
少数株主への配当金の支払額	(1,038)	(1,387)	(11,167)
利息の支払額	(332)	(514)	(3,574)
その他	(54)	(25)	(585)
財務活動によるキャッシュ・フロー	(4,054)	(477)	(43,595)
現金及び現金同等物に係る換算差額	75	(3,025)	809
現金及び現金同等物の増減額(減少)	5,669	9,534	60,962
現金及び現金同等物の期首残高	51,975	42,440	558,878
現金及び現金同等物の期末残高(注記18)	¥ 57,645	¥51,975	\$ 619,840

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
2010年及び2009年3月31日終了年度

1. 連結財務諸表作成の基本事項

当連結財務諸表は、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、2009年3月期の連結財務諸表については2010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、石油資源開発株式会社(以下「当社」という。)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。2010年3月31日現在の概算為替相場である1米ドル=93円により米ドル金額への換算を行っているが、これは単に在外読者の便宜のためであり、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。

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。

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(合わせて以下、連結会社という。)22社(2009年3月期は20社)の各勘定を連結したものである。2010年3月31日終了年度において、株式を新規取得したことにより、2社を連結の範囲に含めている。

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、連結会社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。

非連結子会社0社(2009年3月期は0社)と関連会社12社(2009年3月期は10社)については持分法を適用している。2010年3月31日終了年度において、それぞれ重要性が増したこと及び株式を新規取得したことにより、2社を持分法の適用範囲に含めている。

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。

のれん及び負ののれん(連結子会社への投資原価と支配獲得日における純資産の適正な時価との差額を含む)は、原則として5年間で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、12月31日終了事業年度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に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、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) 現金同等物

当社及び連結子会社は、購入時において満期が3ヶ月以内の流動性の高い全ての投資を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市場性のある有価証券は時価

により評価し、評価損益は税効果額を控除した上で株主持分に計上し、市場性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。なお、有価証券の売却原価は移動平均法により算定している。

(5) たな卸資産

商品及び製品は主として先入先出法による原価法、その他のたな卸資産については、主として移動平均法による原価法によっている。

ただし、通常の販売目的で保有するたな卸資産は、取得原価もしくは正味売却価額のより低い価額で評価している。正味売却価額とは売価から見積追加製造原価及び見積販売直接原価を控除したものであり、適切な場合には正味売却価額に代えて再調達価額によることがある。

(6) 有形固定資産の減価償却(リース資産を除く)

有形固定資産の減価償却は、各資産ごとの見積耐用年数に基づく償却率により主として定率法で計算している。ただし、1998年4月1日以降取得した建物、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は定額法により償却している。

また、国内連結子会社2社は定額法、在外連結子会社2社は生産高比例法によっている。

主な資産の見積耐用年数は以下の通りである。

建物及び構築物	2~60年
坑井	3年
機械装置及び運搬具	2~20年

2010年3月31日終了年度より当社は、北海道鉱業所の管理用資産について、生産、販売用の資産の償却方法と統一するために定率法から定額法に変更した。これは、勇払地区の主力事業への管理部門によるサポート強化を目的として、北海道鉱業所の管理部門と各生産・製造プラントの組織上の一元化を行ったことによる。なお、当社は2009年10月26日に事務所を札幌市から苫小牧市に移転し、鉱業所の名称を北海道鉱業所に改称している。これによる2010年3月31日終了年度の営業利益及び税金等調整前当期純利益に与える影響は軽微である。

当社及び国内連結子会社は、法人税法の改正を契機として見直しを行い、2009年3月31日終了年度より一部の機械装置の耐用年数を変更している。これによる税金等調整前当期純利益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) リース取引

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する定額法を採用している。

なお、リース取引開始日が適用初年度開始前の所有権移転外ファイナンス・リース取引については、引き続きオペレーティング・リースとして処理している。

2007年3月30日、企業会計基準委員会は「リース取引に関する会計基準」(企業会計基準第13号(1993年6月17日))を改正した。

改正後の会計基準は、2008年4月1日以降開始する連結会計年度から適用され、2007年4月1日以降開始する連結会計年度からの早期適用が認められている。

従来の会計基準では、リース物件の所有権が借手に移転すると認められるファイナンス・リース取引については資産計上することとされていたが、所有権移転外ファイナンス・リース取引については資産計上した場合の情報を注記として開示し、オペレーティング・リースとして処理することが認められていた。

改正後の会計基準では、原則として全てのファイナンス・リース取引は資産計上され、リース資産とリース負債を貸借対照表上に計上することとなった。

なお、改正後の会計基準では、リース取引開始日が適用初年度開始前の所有権移転外ファイナンス・リース取引については、引き続きオ

連結財務諸表に対する注記

ペレーティング・リースとして処理することが認められている。

当社及び連結子会社は、改正後の会計基準を2009年3月31日終了年度より適用している。

2009年3月31日終了年度での当該変更による影響は軽微である。

(10) 固定資産の減損

当社及び連結子会社は、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生じていないか見直しを行っている。

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が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、主として貸借対照表日現在における退職給付債務及び年金資産の時価に基づいて計算された金額に、未認識数理計算上の差異及び未認識過去勤務債務を調整して計上している。退職給付債務は従業員の予想勤務期間にわたり各期に定額法により配分されている。

数理計算上の差異は、その認識年度の翌年度より従業員の平均残存勤務年数以内の一定の年数(10年)にわたり定額法により損益処理している。

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。

2010年3月31日終了年度より、「退職給付に係る会計基準」の一部改正(その3)(企業会計基準第19号 2008年7月31日)を適用している。なお、これによる2010年3月31日終了年度の営業利益及び税金等調整前当期純利益に与える影響はない。

(12) 役員退職慰労引当金

当社及び一部の連結子会社の取締役及び監査役は、通常、それぞれの退職慰労金規程に基づく退職慰労金を受給する資格を有する。これらの役員に対する退職慰労引当金は各貸借対照表日現在における支給見込額を計上している。

(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、当連結会計年度末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

海外資源開発関係投資の評価額の低下に備えるため、投資先各社の資産状態等を検討のうえ、投資先各社の純資産を基準として算定した額を計上している。

(16) 廃鉱費用引当金

当社及び連結子会社において、今後発生する廃鉱費用の支出に備えるため、当該費用の見積り額を、主として廃鉱計画に基づく期間を基準として計上している。

(17) 関係会社事業損失引当金

連結子会社が行っている事業より発生する損失に備えるため、連結子会社における財政状態等を個別に勘案のうえ、損失発生見込額を計上している。

(18) 災害損失引当金

新潟県中越沖地震に伴う復旧費用等の支出に備えるため、当連結会計年度末における見積り額を計上している。

(19) 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は特例処理の要件を満たしている場合には特例処理を採用している。

為替予約については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。

当社及び連結子会社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

ヘッジ対象:借入金、買掛金

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、会社は投機的な取引は行わない方針である。

(20) 完成工事高及び完成工事原価の計上基準

当社及び連結子会社は、請負工事に係る収益の計上基準については、従来、長期の大規模工事(工期1年超、請負金額30億円以上)については工事進行基準を、その他の工事については工事完成基準を適用していた。当社及び連結子会社は、「工事契約に関する会計基準」(企業会計基準第15号 2007年12月27日)及び「工事契約に関する会計基準の適用指針」(企業会計基準適用指針第18号 2007年12月27日)を2010年3月31日終了年度より適用している。2010年3月31日終了年度に着手した工事契約から、2010年3月31日終了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。これによる2010年3月31日終了年度の売上高、営業利益、及び税金等調整前当期純利益に与える影響は軽微である。

(21) 研究開発費

発生時の費用としている。

(22) 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回収もしくは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、変更時の年度の損益計算書に計上される。

(23) 連結財務諸表作成における在外子会社の会計処理

2006年5月17日、「連結財務諸表作成における在外子会社の会計処理に関する当面の取扱い」(実務対応報告第18号)が企業会計基準委員会より公表され、2008年4月1日以降に開始する連結会計年度より適用されることとなった。

当社は2009年3月31日終了年度より、当会計基準を適用している。

これによる2009年3月31日終了年度の税金等調整前当期純利益に与える影響はない。

3. たな卸資産

2010年及び2009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414百万円(4,457千米ドル)及び601百万円である。

連結財務諸表に対する注記

4. 有価証券及び投資有価証券

当社及び連結子会社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。

(a) 2010年及び2009年3月31日現在のその他有価証券についての情報を要約すると次のとおりである。

	百万円			千ドル		
	連結貸借対照表 計上額	取得原価	評価益(損)	連結貸借対照表 計上額	取得原価	評価益(損)
2010年3月31日現在						
連結貸借対照表計上額が取得原価を超えるもの						
株式	¥191,402	¥25,070	¥166,332	\$2,058,094	\$269,572	\$1,788,522
債券:						
国債・地方債等	666	640	26	7,168	6,884	284
社債	3,327	3,289	37	35,775	35,374	401
その他	1,270	1,072	198	13,665	11,535	2,130
その他	3,409	2,861	548	36,664	30,763	5,901
小計	200,077	32,933	167,143	2,151,366	354,128	1,797,238
連結貸借対照表計上額が取得原価を超えないもの						
株式	308	336	(27)	3,320	3,614	(294)
債券:						
国債・地方債等	983	1,084	(100)	10,581	11,660	(1,079)
社債	2,130	2,176	(46)	22,903	23,407	(504)
その他	2,526	2,599	(73)	27,165	27,956	(791)
その他	17,326	17,329	(2)	186,308	186,340	(32)
小計	23,275	23,526	(251)	250,277	252,977	(2,700)
合計	¥223,352	¥56,460	¥166,892	\$2,401,643	\$607,105	\$1,794,538

2010年3月31日現在の非上場株式(連結対照表計上額 8,855百万円(95,216千ドル))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。

	百万円		
	連結貸借対照表 計上額	取得原価	評価益(損)
2009年3月31日現在			
連結貸借対照表計上額が取得原価を超えるもの			
株式	¥189,286	¥24,202	¥165,083
債券:			
国債・地方債等	1,548	1,439	109
社債	—	—	—
その他	100	100	0
その他	2,171	1,867	303
小計	193,107	27,610	165,497
連結貸借対照表計上額が取得原価を超えないもの			
株式	1,475	1,572	(96)
債券:			
国債・地方債等	698	812	(113)
社債	2,473	2,634	(161)
その他	5,176	5,395	(218)
その他	1,924	2,070	(146)
小計	11,749	12,485	(735)
合計	¥ 204,856	¥40,095	¥164,761

(b) 2009年3月31日現在のその他有価証券で、時価評価されていない主な有価証券の内容は次のとおりである。

	2009
	百万円
非上場株式	¥ 8,350
マネー・マネージメント・ファンド等	10,440
ゴルフ会員権	64

(c) 2010年3月31日終了年度において売却したその他有価証券の内容は次のとおりである。

2010年3月31日現在	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	¥ 501	¥ 52	¥70	\$ 5,397	\$ 561	\$762
債券:						
国債・地方債等	—	—	—	—	—	—
社債	603	4	2	6,490	50	26
その他	1,735	20	—	18,665	218	—
その他	1,039	187	15	11,173	2,018	164
合計	¥3,880	¥264	¥88	\$41,725	\$2,847	\$952

また、2009年3月31日終了年度において売却したその他有価証券の売却額は5,733百万円であり、これに伴う売却益は490百万円、売却損は432百万円である。

(d) 2010年及び2009年3月31日終了年度において、その他有価証券について、それぞれ11百万円(128千米ドル)及び1,805百万円減損処理を行っている。なお、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。

(e) 非連結子会社及び関連会社に対する投資の金額は、2010年3月31日終了事業年度において31,603百万円(339,821千米ドル)、2009年3月31日終了事業年度において29,743百万円である。

連結財務諸表に対する注記

5.長期借入金及びリース債務

2010年及び2009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。

	2010	2009	2010
	百万円		千米ドル
銀行他の金融機関からの借入金(年利率0.51%~1.83%) 無担保	¥ 26,749	¥27,603	\$287,631
	26,749	27,603	287,631
控除:1年内返済額	(2,278)	(2,278)	(24,495)
	¥24,471	¥25,325	\$263,136

2010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
2011年	¥ 2,278	\$ 24,495
2012年	778	8,366
2013年	3,494	37,578
2014年	3,494	37,578
2015年以降	16,704	179,614
合計	¥26,749	\$287,631

2015年に返済期限を迎える長期借入金のうち、7,000百万円(75,269千米ドル)については、契約により返済期限前に償還される可能性がある。

当社及び一部の連結子会社は、取引銀行6行(2009年は6行)と当座借越契約を締結しており、これら契約に基づく借入未実行残高は、2010年及び2009年3月31日終了事業年度において26,968百万円(289,987千米ドル)、26,523百万円である。当座借越契約の借入実行残高はない。

2010年及び2009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。

	2010	2009	2010
	百万円		千米ドル
リース債務	¥410	¥122	\$4,414
控除:1年内返済額	(63)	(24)	(680)
	¥347	¥ 97	\$3,734

2010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
2011年	¥ 63	\$ 680
2012年	67	722
2013年	67	722
2014年	53	579
2015年以降	159	1,711
合計	¥410	\$4,414

6.法人税等

当社及び国内連結子会社に適用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、2010年及び2009年3月31日終了年度において約36.2%である。在外連結子会社2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。

2010年及び2009年3月31日終了年度の連結損益計算書における法人税等の負担率と法定実効税率の差異の理由は次のとおりである。

	2010	2009
法定実効税率	36.2%	36.2%
調整内容:		
子会社の繰越欠損金に係る税効果未認識	4.6	8.6
新鉱床探鉱費の特別控除	(9.9)	(13.7)
受取配当金益金不算入	(4.3)	(4.4)
税務上の繰越欠損金の利用	(7.4)	(13.6)
税務上の損金不算入項目	1.1	1.0
持分法の適用に係る連結調整項目	(3.6)	0.5
評価性引当額の変動	—	7.0
その他	2.3	(0.8)
法人税等の負担率	19.0%	20.8%

2010年及び2009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内訳は次のとおりである。

	2010	2009	2010
		百万円	千米ドル
繰延税金資産:			
海外投資等損失引当金	¥ 2,358	¥ 2,253	\$ 25,359
税務上の繰越欠損金	12,711	14,097	136,678
退職給付引当金	2,357	2,102	25,348
固定資産減価償却費	2,424	—	26,069
役員退職慰労引当金	280	233	3,014
たな卸資産超過費用	966	967	10,395
廃鉱費用引当金	1,881	1,814	20,227
その他	6,826	8,339	73,408
小計	29,806	29,807	320,498
評価性引当額	(17,618)	(18,457)	(189,444)
繰延税金資産合計	12,187	11,350	131,054
繰延税金負債:			
探鉱準備金	(10,230)	(9,554)	(110,008)
その他有価証券評価差額金	(59,894)	(59,427)	(644,032)
固定資産圧縮積立金	(154)	(161)	(1,659)
その他	(889)	(352)	(9,564)
繰延税金負債合計	(71,169)	(69,495)	(765,263)
繰延税金負債の純額	¥ (58,981)	¥ (58,145)	\$ (634,209)

連結財務諸表に対する注記

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税制適格退職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受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、確定拠出型の制度である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2010年及び2009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。

	2010	2009	2010
	百万円		千米ドル
退職給付債務	¥(17,479)	¥(16,474)	\$ (187,956)
年金資産	7,922	6,687	85,190
未積立退職給付債務	(9,557)	(9,786)	(102,766)
未認識数理計算上の差異	2,779	3,647	29,882
未認識過去勤務債務	348	406	3,745
退職給付引当金	¥ (6,429)	¥ (5,732)	\$ (69,139)

2010年及び2009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。

	2010	2009	2010
	百万円		千米ドル
勤務費用	¥ 845	¥ 799	\$ 9,092
利息費用	305	300	3,290
年金資産の期待運用収益	(200)	(268)	(2,157)
数理計算上の差異の費用処理額	552	341	5,942
過去勤務債務の費用処理額	58	58	624
その他	61	59	658
合計	¥1,622	¥1,290	\$17,449

2010年及び2009年3月31日現在の上記の計算に用いた基礎率は以下のとおりである。

	2010	2009
割引率	2.0%	2.0%
期待運用収益率	3.0%	3.0%

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また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、特定の条件を充たせば株主総会また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)リース取引に記載されているように、当社及び連結子会社はリース取引開始日が適用初年度開始前の所有権移転外ファイナンス・リース取引については、引き続きオペレーティング・リースとして処理している。

オペレーティング・リースとして会計処理されている2010年及び2009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)

	2010	2009	2010
		百万円	千米ドル
取得価額相当額:			
機械装置及び運搬具	¥1,276	¥1,311	\$13,723
その他	—	128	—
合計	¥1,276	¥1,439	\$13,723
減価償却累計額相当額:			
機械装置及び運搬具	¥ 648	¥ 528	\$ 6,972
その他	—	117	—
合計	¥ 648	¥ 646	\$ 6,972
期末残高相当額:			
機械装置及び運搬具	¥ 627	¥ 782	\$ 6,751
その他	—	10	—
合計	¥ 627	¥ 792	\$ 6,751

2010年及び2009年3月31日終了年度におけるオペレーティング・リースとして会計処理したファイナンス・リース取引に係る支払リース料は、それぞれ161百万円(1,733千米ドル)及び271百万円であり、この金額はリース資産をリース期間に亘って定額法により計算した減価償却費と同額である。

オペレーティング・リースとして会計処理したファイナンス・リース取引に係る2010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
2011年	¥147	\$1,582
2012年以降	480	5,169
合計	¥627	\$6,751

連結財務諸表に対する注記

(貸主側)

	2010	2009	2010
	百万円		千米ドル
取得価額:			
建物及び構築物	¥ 54	¥ 54	\$ 587
機械装置及び運搬具	200	200	2,151
その他	50	50	545
合計	¥305	¥305	\$3,283
減価償却累計額:			
建物及び構築物	¥ 4	¥ 0	\$ 50
機械装置及び運搬具	44	3	477
その他	13	1	146
合計	¥ 62	¥ 4	\$ 673
期末残高:			
建物及び構築物	¥ 49	¥ 54	\$ 537
機械装置及び運搬具	155	196	1,674
その他	37	49	399
合計	¥242	¥300	\$2,610

2010年及び2009年3月31日終了年度におけるオペレーティング・リースとして会計処理したファイナンス・リース取引に係る受取リース料は83百万円(902千米ドル)と0円である。また、リース期間に亘って定額法により計算した減価償却費はそれぞれ57百万円(620千米ドル)と4百万円である。

オペレーティング・リースとして会計処理したファイナンス・リース取引に係る2010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
2011年	¥ 60	\$ 653
2012年以降	345	3,716
合計	¥406	\$4,369

(2) オペレーティング・リース取引

2010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。

3月31日終了年度	百万円	千米ドル
2011年	¥104	\$1,121
2012年以降	168	1,806
合計	¥272	\$2,927

10.金融商品関係

2010年3月31日終了年度より、「金融商品に関する会計基準」(企業会計基準第10号 2008年3月10日)及び「金融商品の時価等の開示に関する適用指針」(企業会計基準適用指針第19号 2008年3月10日)を適用している。

(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。資金調達については主に銀行借入により調達する方針であり、国内の設備投資については(株)日本政策投資銀行及び市中銀行からの融資、海外投資については国際協力銀行((株)日本政策金融公庫)及び市中銀行等からの融資により調達している。インドネシアのカンゲアン鉱区への投資資金に充てるため、金融機関から融資を受けた借入金を金融負債に計上するとともに、同鉱区で操業する持分法適用関連会社等への貸付金を金融資産に計上している。なお、社債などの直接金融やプロジェクト・ファイナンスによる資金調達は行っていないが、条件次第でこれらの方法により資金調達する可能性もある。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。当該リスクに関しては、与信管理規程等に従い、取引先の信用状況を把握するとともに、債権の現況を正確に把握し、貸倒損失の発生防止に努めている。また、売掛金の一部は外貨建ての債権であり為替の変動リスクに晒されているが、原油の売掛金についてはこれに対応する仕入にかかる買掛金も同じ外貨建てであり、決済日も原則的に同日であることからリスクはネットした金額に限定される。

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。当該リスクに対しては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、短期資金の運用を目的として購入した投資信託(追加型公社債投資信託、いわゆるMMF等)や、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。毎月、社内規程等に従い時価評価結果が担当役員に報告され、さらに四半期毎に社長に報告されている。なお、投資有価証券の主なものは国際石油開発帝石(株)の株式であり、当連結会計年度末において183,321百万円(1,971,203千米ドル)を計上しており、投資有価証券に占める割合は74.5%となっている。

長期貸付金は、主として出資先の関連会社等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、社内規程に従い貸付金の回収状況等を把握し適切な管理に努めている。また為替変動リスクに対しては、当該貸付のための資金調達を目的とした借入金を同じ外貨建てと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。買掛金の一部は外貨建ての債務であり為替の変動リスクに晒されている。外貨建て債務は主として原油の仕入れと液化天然ガス(LNG)の仕入れ代金であり、原油の仕入れ債務は恒常的に同じ外貨建ての売掛金残高の範囲内にある。液化天然ガス(LNG)の仕入れに伴う買掛金は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投資に係る資金調達である。調達された資金の一部は関連会社等へ設備資金として貸し付けている。借入金は主として変動金利であるため金利の変動リスクに晒されている。また借入金の一部は外貨建て債務であり為替の変動リスクに晒されているが、これに対応する関連会社等への貸付金も同じ外貨建てでありリスクを低減させている。

デリバティブ取引については、外貨建ての営業債務に係る為替の変動リスクに対するヘッジ取引を目的とした為替予約取引、油価の変動リスクに対するヘッジ取引を目的とした原油スワップ取引、金利負担の軽減を目的とした金利スワップ取引、借入金に係る為替及び金利の変動リスクに対するヘッジ取引を目的とした通貨金利スワップ取引を利用している。デリバティブ取引の執行・管理については、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。また、定期的に直接取引先との間で残高確認を行っている。当社グループが利用しているデリバティブ取引は、金利、為替及び油価の変動リスクを有している。なお、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

連結財務諸表に対する注記

用度の高い金融機関とのみ取引を行っている。また、営業債務や借入金、流動性リスクに晒されているが、月次に資金計画を作成するなど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、11.デリバティブ取引の注記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

2010年3月31日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		
2010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	¥ 24,314	¥ 24,342	¥ 28
受取手形及び売掛金	19,774	19,774	—
短期貸付金	28,534	28,534	—
有価証券及び投資有価証券	233,548	249,539	15,990
長期貸付金	15,377		
貸倒引当金(*1)	(9)		
	15,368	15,368	—
資産計	¥321,540	¥337,559	¥16,018
支払手形及び買掛金	¥5,914	¥5,914	¥ —
長期借入金	24,471	24,543	(71)
負債計	¥ 30,386	¥ 30,458	¥ (71)
デリバティブ取引(*2)	¥ 498	¥ 498	¥ —

	千米ドル		
2010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	\$ 261,443	\$ 261,748	\$ 305
受取手形及び売掛金	212,630	212,630	—
短期貸付金	306,823	306,823	—
有価証券及び投資有価証券	2,511,278	2,683,218	171,940
長期貸付金	165,351		
貸倒引当金(*1)	(98)		
	165,253	165,253	—
資産計	\$3,457,427	\$3,629,672	\$172,245
支払手形及び買掛金	\$ 63,600	\$ 63,600	\$ —
長期借入金	263,136	263,910	(774)
負債計	\$ 326,736	\$ 327,510	\$ (774)
デリバティブ取引(*2)	\$ 5,362	\$ 5,362	\$ —

(*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に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。

● 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処理された金額を時価としている。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。なお、金利スワップの特例処理の対象とされているものについては、当該金利スワップと一体として処理された元利金の合計額により判定している。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。

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
連結貸借対照表計上額:		
非上場株式	¥30,262	\$325,402

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、上記有価証券及び投資有価証券の注記には含めていない。

連結財務諸表に対する注記

(3) 金銭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

	百万円			
2010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	¥24,314	¥ —	¥ —	¥ —
受取手形及び売掛金	19,774	—	—	—
短期貸付金	28,534	—	—	—
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	—	1,311	338	—
社債	100	4,074	91	196
その他	399	1,262	1,273	861
その他	31	239	332	—
長期貸付金(*)	—	8,156	7,205	—
合計	¥73,154	¥15,044	¥9,742	¥1,058

	千米ドル			
2010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	\$261,443	\$ —	\$ —	\$ —
受取手形及び売掛金	212,630	—	—	—
短期貸付金	306,823	—	—	—
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	—	—	5,376	—
債券:				
国債・地方債等	—	14,106	3,642	—
社債	1,080	43,809	983	2,112
その他	4,294	13,574	13,698	9,265
その他	335	2,580	3,579	—
長期貸付金(*)	—	87,699	77,482	—
合計	\$786,605	\$161,768	\$104,760	\$11,377

(*) 長期貸付金のうち、貸倒懸念債権15百万円(170千米ドル)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

2010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
長期借入金	¥ —	¥18,262	¥6,209	¥ —
合計	¥ —	¥18,262	¥6,209	¥ —

2010年3月31日現在	千米ドル			
	1年以内	1年超5年以内	5年超10年以内	10年超
長期借入金	\$ —	\$196,368	\$66,768	\$ —
合計	\$ —	\$196,368	\$66,768	\$ —

11. デリバティブ取引

当社及び連結子会社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。

当社及び連結子会社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。

2010年及び2009年3月31日現在の保有しているデリバティブの時価は次のとおりである。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計算している。

1. ヘッジ会計が適用されていないデリバティブ取引

2010年	百万円				千米ドル			
	契約額等	契約額等のうち1年超	時価	評価損益	契約額等	契約額等のうち1年超	時価	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	¥2,000	¥459	¥459	\$21,505	\$21,505	\$4,946	\$4,946
合計	¥2,000	¥2,000	¥459	¥459	\$21,505	\$21,505	\$4,946	\$4,946

2009年	百万円			
	契約額等	契約額等のうち1年超	時価	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	¥2,000	¥375	¥375
合計	¥2,000	¥2,000	¥375	¥375

連結財務諸表に対する注記

2.ヘッジ会計が適用されているデリバティブ取引

2010年	百万円			千米ドル		
	契約額等	契約額等のうち1年超	時価	契約額等	契約額等のうち1年超	時価
通貨関連:						
原則的処理						
為替予約取引						
買建米ドル	¥1,263	¥—	¥38	\$13,590	\$—	\$416
買建シンガポールドル	10	—	0	108	—	1
振当処理						
為替予約取引						
買建米ドル	274	—	(注1)	2,956	—	(注1)
合計	¥1,548	¥—	¥38	\$16,654	\$—	\$417

(注1)デリバティブ商品の時価は、ヘッジ対象とされている買掛金の時価に含まれている。

2010年	百万円			千米ドル		
	契約額等	契約額等のうち1年超	時価	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	¥7,000	(注2)	\$75,269	\$75,269	(注2)
合計	¥7,000	¥7,000	¥—	\$75,269	\$75,269	\$—

(注2)デリバティブ商品の時価は、ヘッジ対象とされている長期借入金の時価に含まれている。

12.偶発債務

2010年及び2009年3月31日現在の当社及び連結子会社の偶発債務は次のとおりである。

	2010	2009	2010
	百万円		千米ドル
保証債務:			
サハリン石油ガス開発(株)	¥ 8,077	¥11,627	\$ 86,853
インベックス北カスピ海石油(株)	5,299	3,983	56,982
従業員	959	1,191	10,315
東北天然ガス(株)	922	1,127	9,919
合計	¥15,258	¥17,929	\$164,069

13.株主資本等変動計算書情報

(1) 配当金支払額

2010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
2009年6月24日 定時株主総会	普通株式	¥1,143	\$12,291	¥20	\$0.22	2009年3月31日	2009年6月25日
2009年11月6日 取締役会	普通株式	¥1,143	\$12,291	¥20	\$0.22	2009年9月30日	2009年11月27日

2009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
2008年6月25日 定時株主総会	普通株式	¥1,143	¥20	2008年3月31日	2008年6月26日
2008年11月7日 取締役会	普通株式	¥1,143	¥20	2008年9月30日	2008年11月28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

2010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
2010年6月23日 定時株主総会	普通株式	¥1,143	\$12,291	利益剰余金	¥20	\$0.22	2010年3月31日	2010年6月24日

2009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
2009年6月24日 定時株主総会	普通株式	¥1,143	利益剰余金	¥20	2009年3月31日	2009年6月25日

14.販売費及び一般管理費

2010年及び2009年3月31日現在の当社及び連結子会社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。

	2010	2009	2010
	百万円		千米ドル
販売費及び一般管理費:			
人件費	¥7,953	¥7,486	\$85,523
(うち退職給付費用)	589	462	6,335
(うち役員賞与引当金繰入額)	106	101	1,149
(うち役員退職慰労引当金繰入額)	193	193	2,080
運賃	4,216	4,137	45,343
減価償却費	¥8,255	¥7,477	\$88,766

2010年及び2009年3月31日終了年度において、販売費及び一般管理費に含まれる研究開発費はそれぞれ604百万円(6,497千米ドル)及び847百万円である。

連結財務諸表に対する注記

15.減損損失

当社及び連結子会社は事業用資産において、事業区分をもとに、概ね独立したキャッシュ・フローを生み出す最小の単位ごとに、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。

2010年3月31日終了年度における減損損失の主な内訳は次のとおりである。

	2010	2010
	百万円	千米ドル
遊休資産:		
北海道札幌市 土地	¥219	\$2,357
静岡県伊東市 土地等	173	1,868
北海道苫小牧市 建設仮勘定	174	1,873
秋田県由利本荘市 建物及び構築物等	8	90
合計	¥575	\$6,188

●減損損失の認識に至った経緯

上記の遊休資産は2010年3月31日終了年度末時点において、具体的な利用計画がなく、かつ、市場価格が帳簿価格を下回っていることから、帳簿価格を回収可能価格まで減額し、当社及び連結子会社は当該減少額を減損損失として計上している。減損損失の内訳は、建物及び構築物17百万円(193千米ドル)、土地383百万円(4,120千米ドル)、建設仮勘定174百万円(1,873千米ドル)、工具、器具及び備品0百万円(2千米ドル)である。なお、当資産グループの回収可能価格は正味売却価格により測定している。正味売却価格は原則として固定資産税評価額とし、一部の資産についてはゼロ評価としている。

2009年3月31日終了年度における減損損失の主な内訳は次のとおりである。

	2009
	百万円
遊休資産:	
北海道勇払鉦場 沼ノ端8号井 建設仮勘定	¥2,275

●減損損失の認識に至った経緯

当連結会計年度に減損処理の対象となる固定資産(建設仮勘定)は2008年5月に採掘を目的として開坑した北海道勇払鉦場の沼ノ端8号井である。同坑井は2008年12月に掘さく工事を終えたものの、商業量に足る生産量が得られず、坑井の一部区間を廃坑している。廃坑区間の掘さくに要した費用を固定資産除却損として計上する一方、廃坑区間以外の区間の坑井については現時点で今後の有効な利用計画が無く、遊休資産であることから、減損損失を認識した。なお当該資産の回収可能価額はその資産価値をゼロ評価としている。

16. 関連当事者情報

1. 関連当事者との取引

2010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
資金の貸付	¥1,160	\$12,481
期末残高:	百万円	千米ドル
長期貸付金	¥8,230	\$88,497

2010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
資金の貸付	¥ 773	\$8,321
期末残高:	百万円	千米ドル
長期貸付金	¥5,486	\$58,998

Kangean Energy Indonesia Ltd.と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。

2009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
資金の貸付	¥3,617
期末残高:	百万円
長期貸付金	¥7,062

Kangean Energy Indonesia 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。

2009年3月31日終了年度より、「関連当事者の開示に関する会計基準」(企業会計基準第11号 2006年10月17日)及び「関連当事者の開示に関する会計基準の適用指針」(企業会計基準適用指針第13号 2006年10月17日)を適用している。

19.セグメント情報

当社及び連結子会社は原油・天然ガス関連事業を主な事業としている。

●事業の種類別セグメント情報

2010年及び2009年3月31日終了年度共に、石油・天然ガス関連事業の売上高、営業利益及び総資産が連結合計額の90%超であるため、事業の種類別セグメントの開示は省略している。

●所在地別セグメント情報

2010年及び2009年3月31日終了年度の当社及び連結子会社の所在地別セグメント情報は次のとおりである。

	百万円					
2010年3月31日終了年度	日本	北米	その他の地域	計	消去	連結
外部顧客に対する売上高	¥159,765	¥19,446	¥ 540	¥179,752	¥ —	¥179,752
セグメント間の内部売上高又は振替高	33	—	—	33	(33)	—
売上計	159,799	19,446	540	179,786	(33)	179,752
営業費用	146,680	16,870	3,097	166,648	(14)	166,633
営業利益	13,119	2,576	(2,557)	13,138	(19)	13,119
資産合計	¥532,570	¥23,417	¥9,340	¥565,328	¥(44,319)	¥521,009

	千米ドル					
2010年3月31日終了年度	日本	北米	その他の地域	計	消去	連結
外部顧客に対する売上高	\$1,717,913	\$209,106	\$ 5,808	\$1,932,827	\$ —	\$1,932,827
セグメント間の内部売上高又は振替高	365	—	—	365	(365)	—
売上計	1,718,278	209,106	5,808	1,933,192	(365)	1,932,827
営業費用	1,577,210	181,403	33,304	1,791,917	(158)	1,791,759
営業利益	141,068	27,703	(27,496)	141,275	(207)	141,068
資産合計	\$5,726,569	\$251,802	\$100,431	\$6,078,802	\$(476,552)	\$5,602,250

	百万円					
2009年3月31日終了年度	日本	北米	その他の地域	計	消去	連結
外部顧客に対する売上高	¥172,989	¥20,373	¥8,764	¥202,127	¥ —	¥202,127
セグメント間の内部売上高又は振替高	26	—	—	26	(26)	—
売上計	173,015	20,373	8,764	202,153	(26)	202,127
営業費用	159,452	15,137	7,480	182,070	(33)	182,036
営業利益	13,562	5,235	1,284	20,082	7	20,090
資産合計	¥515,545	¥16,246	¥8,828	¥540,620	¥(40,176)	¥500,444

2010年及び2009年3月31日終了年度の各区分に属する国又は地域の内訳は次のとおりである。

北米 …………… 米国、カナダ

その他の地域 …… 中国、インドネシア、フィリピン、リビア他

連結財務諸表に対する注記

● 海外売上高

2010年及び2009年3月31日終了年度の当社及び国内連結子会社の海外売上高と在外連結子会社の売上高(日本への輸出を除く)の合計としての海外売上高は次のとおりである。

					百万円
2010年3月31日終了年度	東南アジア	東アジア	北米	ヨーロッパ	計
海外売上高	¥ 1,129	¥ 540	¥ 19,446	¥ 34,303	¥ 55,419
連結売上高					179,752
					千米ドル
海外売上高	\$12,148	\$5,808	\$209,106	\$368,851	\$ 595,913
連結売上高					1,932,827
連結売上高に占める海外売上高の割合	0.63%	0.30%	10.82%	19.08%	30.83%

					百万円
2009年3月31日終了年度	東南アジア	東アジア	北米	ヨーロッパ	計
海外売上高	¥1,494	¥8,764	¥20,373	¥49,835	¥ 80,468
連結売上高					202,127
連結売上高に占める海外売上高の割合	0.74%	4.34%	10.08%	24.65%	39.81%

各区分に属する国又は地域の内訳は次のとおりである。

- 東南アジア インドネシア
- 東アジア 中国
- 北米 米国、カナダ
- ヨーロッパ ロシア

独立監査人の監査報告書



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

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2010年及び2009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事業年度に係る連結損益計算書、連結株主資本等変動計算書及び連結キャッシュ・フロー計算書について監査を行った。この連結財務諸表の作成責任は経営者にある。我々の責任は監査に基づき、この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。この監査の基準は、我々に連結財務諸表に重要な虚偽の表示がないかどうかの合理的な保証を得ることを求めている。監査は、試査を基礎として行われ、経営者が採用した会計方針及び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を含んでいる。我々は、監査の結果として意見表明のための合理的な基礎を得たと判断している。

我々の意見では、上記の連結財務諸表は、日本において一般に公正妥当と認められた会計原則に準拠して、2010年及び2009年3月31日現在の石油資源開発株式会社及び連結子会社の連結財政状態並びに同日に終了する年度の連結経営成績及び連結キャッシュ・フローを全ての重要な点において適正に表示している。

添付の2010年3月31日に終了する事業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のみに記載している。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

2010年6月23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

(2010年3月31日現在)

連結子会社	主な事業の内容	資本金又は出資金 (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、保険及び旅行代理店	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)	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)ジャベ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	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.	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	25,000 (千米ドル)	100.00
Japan Canada Oil Sands Limited	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	299,370 (千カナダドル)	100.00 (100.00)
カナダオイルサンド(株)	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)
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)	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	物理探鉱作業請負、物理探鉱機器販売	49	54.49 (54.49)
(株)ジャベックスリビア	リビアにおける石油資源の探鉱開発、生産	4,100	100.00
(株)ジャベックスBlock A	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	1,260	100.00
(株)ジャベックスブトン	インドネシア共和国ブトン島における石油資源の探鉱開発、生産	590	100.00
(株)ジャベックスエネルギー	LNG、石油製品等の購入、販売	90	90.00
(株)ジャベックスガラフ	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	10	100.00

持分法適用関連会社	主な事業の内容	資本金又は出資金 (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
JJI S&N B.V.	イラン・イスラム共和国ペルシア湾海上における石油資源の開発、生産	36,883 (千ユーロ)	41.67
(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カリマンタン島東部における石油資源の探鉱開発、生産	9,443	33.43
日本海洋掘削(株)	海洋における石油資源の掘削請負	7,572	30.75
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.	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.	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.	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カリマンタン島東部におけるコールベッドメタンの探鉱開発、生産	75	40.12

注 議決権の所有割合の〔〕内は、緊密な者又は同意している者の所有割合で外数となっております。

注 議決権の所有割合の()内は、間接所有割合で内数です。

注 Kangean Energy Indonesia Ltd.及びEMP Exploration(Kangean) Ltd.の当社持分は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おります。

会社概要

(2010年3月31日現在)

社名	石油資源開発株式会社	主な事業内容	石油、天然ガス及びその他のエネルギー資源の探査、開発、販売とこれらに関連しての掘削等の請負事業
英文社名	Japan Petroleum Exploration Co., Ltd. (略称: JAPEX)	主要な事業所	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
サービスマーク		本社所在地	〒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/
設立年月日	1970年4月1日		
資本金	14,288,694,000円		
事業年度	毎年4月1日から翌年3月31日まで		
従業員	1,735名(連結)		

取締役、監査役及び執行役員 (2010年6月23日現在)

代表取締役会長	棚橋 祐治	常務取締役執行役員	石井 正一	常務執行役員	中山 一夫
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	揖斐 敏夫	常務執行役員	荻野 清
		常務取締役執行役員	斉藤 満	常務執行役員	佐久間 弘二
代表取締役副社長執行役員	鈴木 勝王	常務取締役執行役員	松本 潤一	執行役員	水野 二三夫
代表取締役副社長執行役員	讃良 紀彦	常務取締役執行役員	小椋 伸幸	執行役員	井上 圭典
代表取締役副社長執行役員	佐藤 弘	常務取締役執行役員	森谷 信明	執行役員	黒田 徹
		常務取締役執行役員	大和谷 均	執行役員	阿部 芳雄
		取締役	河上 和雄	執行役員	檜貝 洋介
		常勤監査役	藤井 健	執行役員	深澤 光
		常勤監査役	石関 守男	執行役員	三家 茂
		監査役	角谷 正彦	執行役員	増井 泰裕
		監査役	池田 輝三郎	執行役員	大関 和彦

注 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 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 (2010年3月31日現在)

上場証券取引所	東京証券取引所市場第一部(コード1662)	株主名簿管理人	みずほ信託銀行株式会社
発行可能株式総数	120,000,000株	お問い合わせ先	〒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)
発行済株式の総数	57,154,776株		
株主数	17,719名		
大株主			

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)	2,852,212	4.99
ステート ストリート バンク アンドトラスト カンパニー	1,922,329	3.36
JFEエンジニアリング(株)	1,848,012	3.23
日本トラスティ・サービス信託銀行(株)(信託口)	1,806,400	3.16
日本マスタートラスト信託銀行(株)(信託口)	1,325,700	2.32
新日本石油(株)	991,200	1.73
新日本石油精製(株)	872,456	1.53
(株)みずほコーポレート銀行	720,152	1.26
伊藤忠商事(株)	698,000	1.22



このアニュアルレポートは、「水なし印刷」を採用し、FSC認証紙と植物油100%大豆インキで印刷しています。

Printed in Japan