

石油資源開発株式会社

JAPEX

アニュアルレポート 2009

2009年3月期



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。

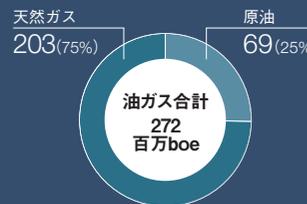
私たちは、優れた環境特性を有する天然ガスの新しい事業展開に挑戦することにより、その普及拡大を通じてヒトと地球の共生に貢献します。

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、国内はもとより海外においても石油・天然ガスの探鉱開発に従事する、日本の石油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特殊会社として1955年12月に設立され、国内で油ガス田を発見するとともに、海外にも進出しました。石油開発公団の設立に際し、1967年～1970年の間、同公団事業本部として編入された後、1970年4月に同公団から分離、民間会社として再出発（設立）、2003年12月に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 (2009年3月末)



当社及び連結子会社生産量 (2008年度)



※ 原油には、ピチューメンを含んでいます。

事業領域



探鉱



開発・生産



輸送・供給

Index

- 1 財務ハイライト
- 2 株主及び投資家の皆さまへ
- 8 特集 | 30周年を迎えたカナダでのオイルサンド開発
- 10 事業の概況
- 18 技術研究開発
- 21 当社の社会的責任
- 22 コーポレート・ガバナンスの状況
- 26 財務セクション
- 56 主な連結子会社及び持分法適用関連会社
- 57 会社概要



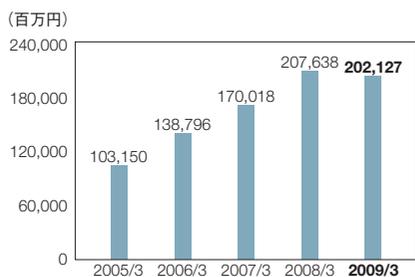
財務ハイライト

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

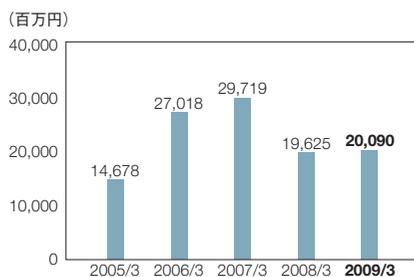
	2009	2008	2007	2009
	百万円			千米ドル※1
会計年度:				
売上高	¥ 202,127	¥ 207,638	¥ 170,018	\$2,062,525
売上原価	134,447	143,682	104,174	1,371,910
探鉱費	15,352	13,559	8,178	156,658
販売費及び一般管理費	32,237	30,770	27,946	328,950
営業利益	20,090	19,625	29,719	205,007
当期純利益	12,560	20,097	20,982	128,168
会計年度末:				
総資産	¥ 500,444	¥ 620,946	¥ 578,059	\$5,106,573
純資産	378,227	448,226	418,929	3,859,468
長期借入金	25,325	21,922	17,722	258,425
			円	米ドル
1株当たり情報:				
1株当たり純資産	¥6,486.85	¥7,696.00	¥7,185.80	\$ 66.19
1株当たり当期純利益	219.77	351.65	367.12	2.24
1株当たり配当金(年間)	40.00	40.00	40.00	0.40
その他データ				
従業員数(人)	1,678	1,622	1,557	1,678

※1 米ドル金額は、1米ドル=98円で換算しています。

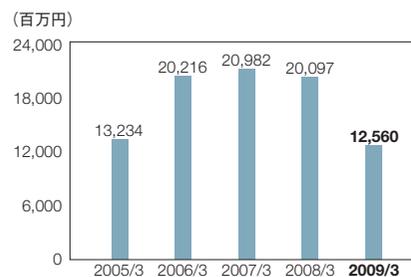
売上高



営業利益



当期純利益



見直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、見直し、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直しであり、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、様々な要素により、これら業績見直しとは大きく異なる結果となり得ることをご承知おき下さい。実際の業績に影響を与え得る重要な要素には、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。



代表取締役社長 代表執行役員
渡辺 修

社長メッセージ

2008年度における事業環境と経営成績について 事業環境

2008年度におけるわが国経済は、年度当初こそ足踏み状態であった景気が、夏頃から弱まり始め、年度末には企業収益の極めて大幅な減少がみられるほか、大規模な雇用調整も進行中であり、総体として急速な悪化が続くという厳しい状況におかれています。

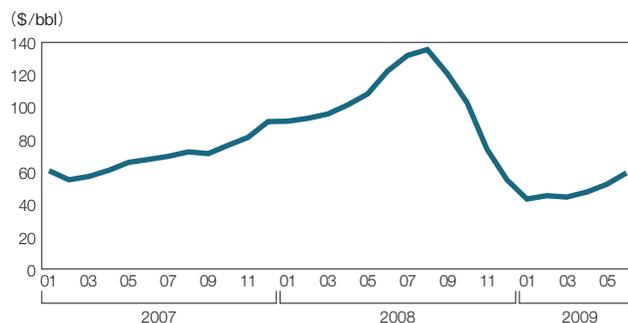
原油CIF価格は、年度当初の1バレル100ドル近辺から、8月には130ドル台半ばまで上昇したものの同月をピークに以後急落し、年度末時点では40ドル台半ばで低迷しております。

為替相場は、8月に1ドル110円を上回り年度最安値をつけた後、一転して12月には80円台後半という歴史的な高値水準となり、再度反転して年度末には90円台後半で引けるなど、激しい値動きで推移しましたが、秋冬季の原油CIF価格低迷の影響により、

当社グループの原油販売価格は、2007年度に比べ若干下落いたしました。

加えて天然ガスについては、秋からの原油価格急落に伴う石油製品などの価格下落によって、競合エネルギーとの相対的な競争力が薄らいでおり、さらには、経済状況の悪化などに伴った需要の伸びの鈍化がみられるなど、市場環境は当社グループにとって非常に厳しい状況となりました。

原油CIF価格



経営成績

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。しかしながら2008年度における連結売上高は、2007年度に比べ5,510百万円減収の202,127百万円、連結営業利益は、2007年度に比べ464百万円増益の20,090百万円、連結当期純利益は、2007年度に比べ7,537百万円減益の12,560百万円となりました。

2008年度末の総資産は、2007年度末に比べ120,502百万円減少の500,444百万円、2008年度末の負債合計は、2007年度末に比べ50,503百万円減少の122,216百万円、2008年度末の純資産合計は、2007年度末に比べ69,998百万円減少の378,227百万円、2008年度末の自己資本比率は74.1%となりました。

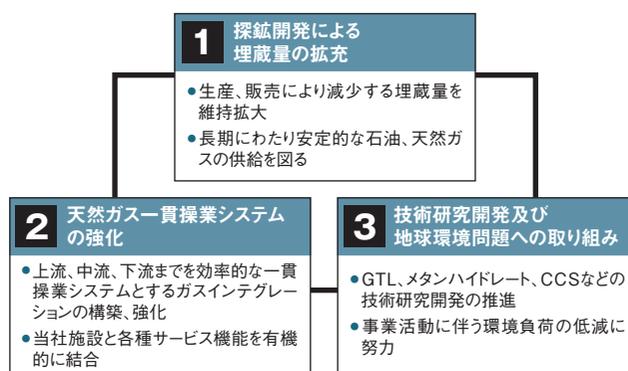
中期事業計画の見直しと新たな目標設定について 事業環境の変化に対応した計画の見直し

当社は、2008年5月に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数量目標、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。しかしながら、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、当社を取り巻く事業環境は急激に変化してまいりました。

こうした事業環境の変化に対応するため、当社グループは計画に掲げた「探鉱開発による埋蔵量の拡充」「天然ガス一貫操業システムの強化」「技術研究開発及び地球環境問題への取り組み」の3項目を経営の柱として堅持しつつ、計画の一部を見直すことといたしました。特に計画対象期間の前半年度を中心に、国内

探鉱作業の一部先送り及び経費節減などによる収支改善を図ることとし、経済環境に一定の回復が期待される計画対象期間の後半年度以降を飛躍の時期として、将来の収益基盤拡大を目指した積極的な投資活動に取り組むべく備えてまいります。

重点経営課題



油価・為替の前提条件について

2008年5月の中期事業計画発表時、5年間を通して原油CIF価格及び為替レートは油価1バレル80ドル、為替1ドル105円と想定いたしました。今次の見直しにおいては、2009～2010年度は油価1バレル40ドル、為替1ドル90円とし、その後の油価につきましては2011年度以降漸次改善し、2012年度で1バレル80ドルの水準まで回復することを想定しております。

今次の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 (e)	2010年度 (e)	2011年度 (e)	2012年度 (e)
油価 (\$/bbl)	89.71	40	40	60	80
為替 (¥/\$)	102.56	90	90	90	90

※ (a)は実績、(e)は見直し

確認埋蔵量の目標

確認埋蔵量は、国内及び海外における探鉱開発投資を推進することで、2007年3月末現在の当社グループが保有する確認埋蔵量1.7億boe(原油換算量:barrels of oil equivalent)を2013年3月末までに約2倍の3.5億boeに拡大していくという目標に変更はありません。

2009年3月末現在の当社グループが保有する確認埋蔵量は、原油・天然ガス合計で2.7億boeとなり、2008年3月末現在と比較して、約21%の増加となりました。

増加の主な要因は、2009年3月末現在の埋蔵量評価から、石油技術者協会(SPE)など4つの組織による国際的な評価基

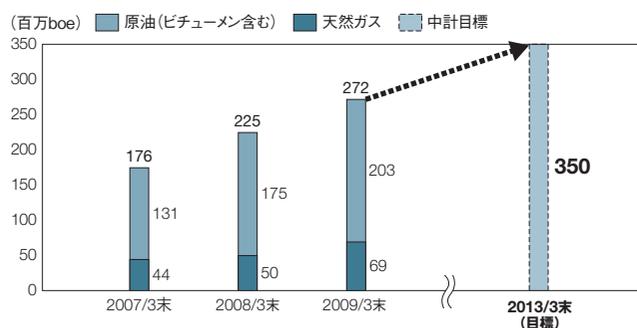
準である「PRMS(Petroleum Management System 2007)」を、より厳密に適用するよう改めたためです。特に、日本国内の確認埋蔵量における2008年度の生産量に対する増加率(リザーブ・リプレイスメント・レシオ:RRR)は、約600%の大幅な増加となりました。

天然ガス販売量目標と販売価格の適正化について

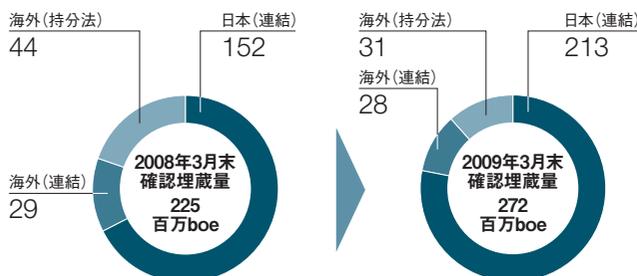
2008年後半以降の急速な景気悪化の影響などにより、国内を中心とする2008年度のLNGを含む天然ガス販売量は、当初の増加予想から2007年度並みの17億m³となりました。こうした傾向は当面継続していくものと想定し、2008年5月に発表した2012年度の天然ガス販売量目標20億m³の達成時期を、2013年度へと1年先送りいたしました。

従前からの課題である天然ガス販売価格の見直しにつきましては、競合燃料との価格競争力を維持しつつ、エネルギー市況の変動を一定程度反映した水準となるLNG CIFリンク価格を適用対象とする大口供給先の拡大や、都市ガス事業者に対して国産天然ガスと輸入LNGの混合供給に関する原料費調整制度を導入していくことなどを通じて、天然ガス販売価格の適正化に取り組んでまいります。

確認埋蔵量(油ガス別)の推移



確認埋蔵量(地域別)の推移



天然ガス販売量目標達成時期

天然ガス販売量目標	2008年5月発表時達成時期	今次見直し達成時期
20億m ³	2012年度	2013年度

国内探鉱投資について

国内探鉱投資につきましては、2008年5月に発表した、2009～2012年度に実施する予定であった4坑の大深度試掘井の掘削時

期を、2012年度以降に先送りすることなどにより、国内探鉱費の削減を図ります。一方、海外での事業展開につきましては、既存の海外プロジェクト(インドネシア、カナダ、リビアなど)推進による事業価値の最大化と新規投資機会獲得による将来への成長を目指し、その遂行能力向上のための人材育成を含む社内体制の充実に取り組んでまいります。

2008～2012年度の国内探鉱投資額と掘削坑井数

	2008年5月発表時計画	今が見直し計画
国内探鉱投資	500億円	370億円
掘削坑井数	20坑	16坑

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、経済情勢の悪化や油価・為替など前提条件の変

キャッシュ・フローの配分

	2008年5月発表時計画	今が見直し計画
税引前・探鉱費控除前の 営業キャッシュ・フロー	3,000億円	2,300億円
設備投資 国内	800億円	900億円
海外	800億円	400億円
探鉱投資 国内	500億円	370億円
海外	300億円	200億円
合計	2,400億円	1,870億円

化を踏まえ、2008年5月に発表した純利益額と比較して約140億円減の約110億円を見込んでいます。なお、2008年度における連結当期純利益の実績は125億円、2009年度は110億円を下回る見通しですが、油価の回復を見込む中期事業計画後半年度の当期純利益の水準につきましては、一定程度の改善を想定しております。

また、2008～2012年度の5年間の累計の税引前・探鉱費控除前の営業キャッシュ・フローの見直しにつきましては、2008年5月発表時の3,000億円から700億円減の2,300億円と想定しております。この2,300億円のキャッシュ・フローのうち、設備投資と探鉱投資として1,870億円を充当いたします。

株主及び投資家の皆さまへ

当社は、長期的視点に立ち、事業活動から得られる資金を探鉱開発投資や技術研究開発に充当するとともに、安定的な配当の維持に努め、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。

2009年9月
代表取締役社長 代表執行役員

渡辺 修

投資家の質問に対する経営者の回答

Q 「中期事業計画」の見直しで、どのようにして原油価格と為替の想定を決められたのでしょうか？

A 厳しい経営環境下でも、営業利益を確保できる油価と為替水準を想定しています。

2009～2010年度の原油CIF価格と為替は、それぞれ、「1バレル40ドル」「1ドル90円」の水準を想定いたしました。近年の原油価格動向はボラティリティが極めて高く、加えて国際経済情勢の不透明感も依然残っています。これに備えて、中期事業計画期間の前半年度においては、「1バレル40ドル」「1ドル90円」という厳しい前提を置くことによって、こうした経営環境下でも営業利益を確保できるように投資水準・コスト構造を見直し、将来の利益回復を目指すことといたしました。

2009年の原油CIF価格は、1月から4月までの間1バレル40ドル台で推移しておりましたが、しだいに上昇し、7月には1バレル70ドル台に達しました。この価格水準が継続すれば、当初の2009年度業績見通しに対して上方修正のインパクトとなります。

Q 確認埋蔵量目標は、どのようにして達成されるのでしょうか？

A カナダオイルサンドの拡張開発計画で、確認埋蔵量の増加を見込んでいます。

確認埋蔵量目標の達成にあたっては、現在取り組んでいる海外既存プロジェクトにおける確認埋蔵量の増加を想定しています。特に、カナダオイルサンドの拡張開発では、計画どおり2011年に開発移行の意思決定が可能となれば、相当量の確認埋蔵量の増加につながり、余裕を持って3.5億boeの目標を達成できるものと期待しております。

なお、新たに発見した埋蔵量を確認埋蔵量としてカウントするまでには、一般的にはその評価及び開発の意思決定などのために相当の期間を要します。したがって、2009～2012年度までの間の国内外の探鉱投資の成果は、本中期事業計画期間終了後の2013年度以降において確認埋蔵量目標の増加に寄与できるものと期待しております。



“ 厳しい経営環境下でも営業利益を確保できるよう計画を見直し、さらなる企業成長を目指します。 ”

Q 天然ガスの販売量増加、販売価格適正化の見通しを教えてください。

A 販売量は目標を1年先送り、固定価格から変動価格への変更で価格適正化に注力します。

2009年度の天然ガス販売量は、景気悪化の影響などによる既存顧客向けの数量減少が見込まれるものの、新規顧客向け販売が予定どおり開始されることから、2008年度に比べ増加する見通しです。2010年度以降につきましては、2008年5月に発表した中期事業計画において想定した新規見込み需要の立ち上げりが、景気悪化の影響などにより遅延する可能性が考えられるため、天然ガス販売量目標20億m³の達成時期は、2013年度へと1年先送りいたしました。もちろん、当初の目標達成に向け最大限の営業努力は継続してまいります。

一方、天然ガス販売価格につきましては、数年来、輸入LNG価格の上昇を反映した適正な水準とすべく継続して取り組んできました。2008年度の政府審議会において、従来の「原料費調整制度」の見直しが行われ、国産天然ガスと輸入LNGとの混合ガスを原料とする都市ガス事業者に対する適用ルールが明確化されました。これにより、これまで固定価格で販売してきた都市ガス事業者向け民生価格に関し、混合ガスの供給比率に応じて、輸入LNG価格に連動した価格体系に変更できる環境が整ってきたと考えております。

また、直販の大口需要家向け販売につきましては、既に輸入LNG価格に連動した価格体系を一部導入するなど、適切に対処してまいりましたが、さらにこの度の制度改正を契機として、段階的な価格改定を実施するべく協議を継続し、天然ガス販売価格の適正化に引き続き注力してまいります。

Q カナダオイルサンドの拡張開発計画を実現できるビチューメン価格の採算分岐点を教えてください。

A プロジェクトの規模によりますが、1バレル40カナダドルで実現可能とみています。

現在8,000b/d規模で生産中のハンギングストーン3.75セクション地域(当社権益比率100%)につきましては、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係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なっております。

一方、ハンギングストーン3.75セクション地域に隣接するハンギングストーン未開発地域(当社権益比率75%)での拡張開発計画(最大35,000b/d規模)につきましては、現在、埋蔵量評価作業、環境影響調査及び概念設計を実施しております。こ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、この計画が実現可能となるビチューメン価格の水準をお示しできる段階に至っておりません。しかし、一般論といたしましては、ビチューメン価格が1バレル40カナダドル台であれば、計画は実現可能とみるエコノミストが多いと承知しております。中期事業計画期間の後半年度には原油CIF価格が1バレル80ドルに回復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おります。

1978

Japan Canada Oil Sands Limited (JACOS)設立
Petro-Canada(オペレーター)、
Nexen(旧Canadian OXY)、
Imperial Oil(旧Esso)が共同保有
するアルバータ州アサバスカ地域の
オイルサンド鉱区に参加、4社の
頭文字をとったPCEJプロジェクト
としてスタート

1979-1983

第1期実験として、電気予熱法に
よるパイロットテストを実施

1984-1988

第2期実験として、Cyclic Steam
Stimulation (CSS)法による単一
坑井での実験操業を実施

1989-1992

第3期実験として、CSS法による
複数坑井での実験操業を実施

特集 | 30周年を迎えたカナダでのオイルサンド開発

共同研究を経て 8,000b/d規模の単独商業生産へ

Japan Canada Oil Sands Limited(JACOS)は、おかげさまで
2008年12月に設立30周年を迎えました。

JACOSは、経団連の強力な支援のもと、石油公団と多数の民間
会社によって1978年12月に設立され、カナダ側3社(当時の
Petro-Canada、Canadian OXY、Esso)とオイルサンド開発の共同
研究プロジェクトをスタートしました。以後、JACOSは約20年間
にわたって、電気予熱法、Cyclic Steam Stimulation(CSS)法、
Steam-Assisted Gravity Drainage(SAGD)法の研究を進めて
きました。

1997年にJACOS単独事業としてSAGD法による実証試験生
産を開始し、2003年に商業生産に移行しました。その後、石油公
団の解散に伴って、2005年からは当社が主体となってJACOS事
業を継続しています。2009年8月現在の生産量は、約8,000b/dで

すが、新たに最大35,000b/d規模の生産拡大をHangingstone
未開発地域で計画しており、地質評価作業と環境影響調査を実施
しています。

JACOSが操業するHangingstone鉱区位置



1992-1994

JACOSがオペレーターとなり、単独事業としてCSS法による複数坑井での実験操業を実施

1997

JACOSが単独事業としてHangingstoneの一部でSteam-Assisted Gravity Drainage (SAGD)法による試験生産を開始

2003

8月、試験生産から商業生産に移行

2008

5月、Hangingstone拡張開発事業計画を発表

2014

Hangingstone拡張開発事業から最大35,000b/d規模の生産が開始される計画



条件付資源量17億バレルのオイルサンド鉱区を保有

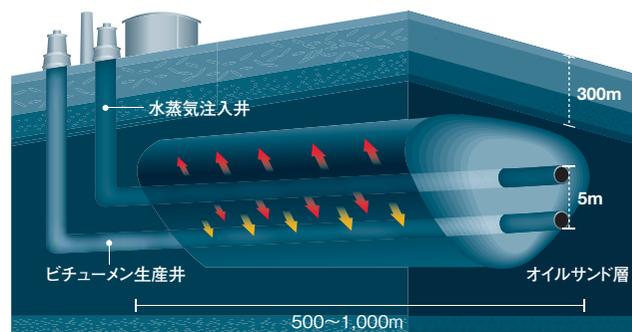
JACOSは、アサバスカ地域に合計約460km²のオイルサンド鉱区を保有しています。当該鉱区は、Hangingstone、Chard、Corner、Thornburyなどからなり、2008年12月末現在の条件付資源量は17億バレルと見積もっており、カナダSproul社による第三者評価を受けています。

SAGD法によるオイルサンド開発

JACOSは、SAGD法の実用化に大きく貢献するとともに、この方法によるオイルサンド開發生産のトップランナーです。SAGD法では、500～1,000mの水平区間を持つ井戸を5mの正確な上下間隔で2本掘削します。そして上部の井戸に高温高压の水蒸気を連続的に圧入し、オイルサンド層内を加温させることにより、

ビチューメンは流動性を得て重力によって下方に流れ、下部の井戸から温水とともに地上に生産する採掘方法です。JACOSでは、生産温水の90%以上をリサイクルし、取水・廃水を最小限にした効率的な操業を行っています。

SAGD法概念図



事業の概況

探鉱開発



埋蔵量の拡充と安定的な生産操業の継続

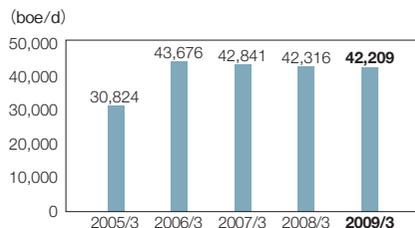
当社グループの探鉱開発事業は、当社及び日本海洋石油資源開発(株)による日本国内事業、連結子会社及び持分法適用関連会社を通じた海外事業、海外プロジェクト会社へ出資する投資事業からなります。

2008年度の探鉱開発活動は、主要生産エリアでの操業を継続するとともに、重点地域における新規埋蔵量の発見を目指した探鉱、カナダでのオイルサンド拡張開発に向けた評価作業に取り組みました。なお、連結子会社の新南海石油開発(株)が権益を

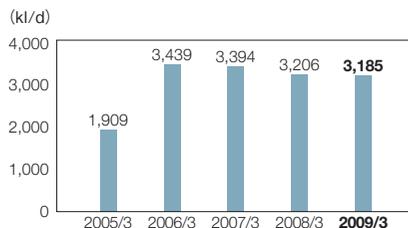
有していた中国南海珠江口沖Lufeng 13-1油田は、2009年2月に契約期間を満了し、生産を終了しました。

2008年度の当社及び連結子会社の平均生産量は、ビチューメンを含む原油3,185kl/d(20,039b/d)、天然ガス3,524千m³/d(22,169boe/d)、原油・天然ガス合計42,209boe/dとなり、2007年度とほぼ同水準でした。2009年3月末現在の当社グループの確認埋蔵量は、272百万boeとなり、2008年3月末現在と比べて約21%増加しました。

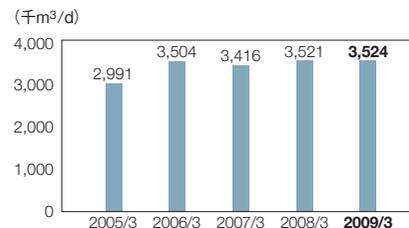
原油・天然ガス生産量合計



原油生産量



天然ガス生産量





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。2008年度の国内における生産量は、原油・天然ガス合計31,711boe/dでした(前期:31,688boe/d)。

2008年度の探鉱作業は、北海道・秋田・新潟の各エリアで2次元及び3次元地震探鉱作業を行うとともに、試掘井4坑、探掘井1坑を掘削し、探掘井1坑が成功しました。

開発作業は、採掘井4坑を掘削しましたが、勇払油ガス田(北海道)で掘削した沼ノ端SK-8号井が商業量に足る生産量が得られず、同坑井の一部区間を廃坑しました。また、勇払油ガス田では、天然ガスの需要増加に対応するために2007年5月から建設を進めていた天然ガス処理能力240万m³/dの生産処理施設が2009年2月に完成しました。

2009年度の探鉱開発作業は、2次元及び3次元地震探鉱と、試掘井1坑、探掘井1坑、採掘井3坑の掘削を計画しています。

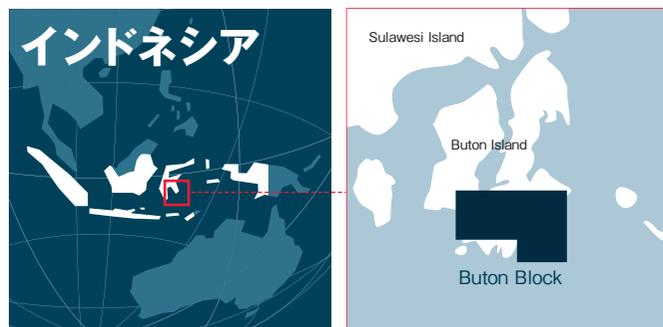


カナダオイルサンド(株)

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。2008年は、3ペアで新たに生産を開始し、合計19ペアの水平井から生産を行っています。2008年の3.75セクション地域の生産量は、ビチューメン1,137kl/d(7,155b/d)でした。

ハンギングストーン拡張開発事業については、2007年に引き続き、埋蔵量の調査を目的とした評価井100坑の掘削を実施しました。また、今後開発の最終判断に必要となる準備作業の一環として、アルバータ州政府環境省に対して2008年5月に手続きを開始した環境影響調査は、地域住民他関係者並びに監督官庁と協議を行いながら継続しています。現時点では、2014年第4四半期頃からは25~30年間にわたって最大35,000b/dのビチューメンを、既存操業に追加して生産できると見込んでいます。

鉱区名	Hangingstone、Corner、Chard、Thornbury、Liege	
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)	
権益比率	Japan Canada Oil Sands Limited (JACOS)	100% - 12%
	Nexen	25% - 0%
	Petro-Canada	50% - 0%
	Imperial Oil	63% - 0%

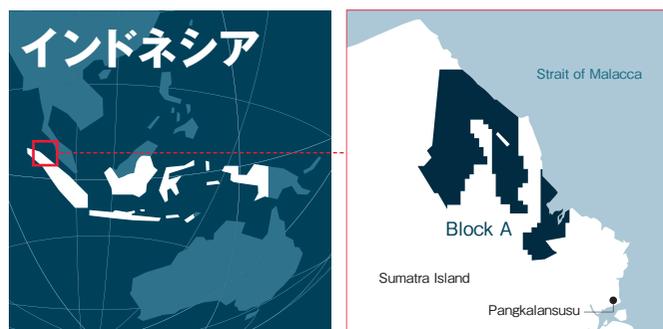


鉱区名	ブトン鉱区(南東スラウェシ州ブトン島陸・海域)		
プロジェクト会社	(株)ジャベックスブトン		
権益比率	(株)ジャベックスブトン (Operator)	40%	
	Premier Oil	30%	
	KUFPEC	30%	

(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2月から3月にかけて空中磁力調査を実施するとともに、同年5月から6月にかけて空中重力調査を実施し、2009年1月にデータ解釈作業を終了しました。また、2008年6月から2009年1月にかけて測線長318kmの二次元地震探鉱データ収録作業を実施しました。

2009年は、これまでに取得した地質・物探データに基づいて鉱区スタディを行い、2010年に掘削する試掘井のロケーションを最終決定する計画です。



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年は、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ました。

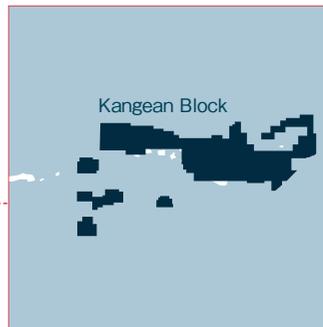
2009年は、2010年のガス生産開始に向けた開発作業を推進していきます。



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。2008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40坑を掘削し、鉱区全体の生産量は、原油・天然ガス合計97,991boe/dでした。



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%

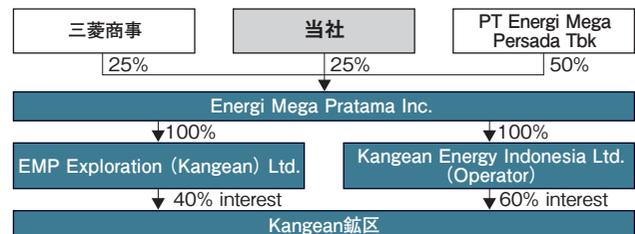
※ Kangean Energy Indonesia Ltd.及びEMP Exploration (Kangean) Ltd.は、Energi Mega Pratama Inc.の子会社です。

Energi Mega Pratama Inc.

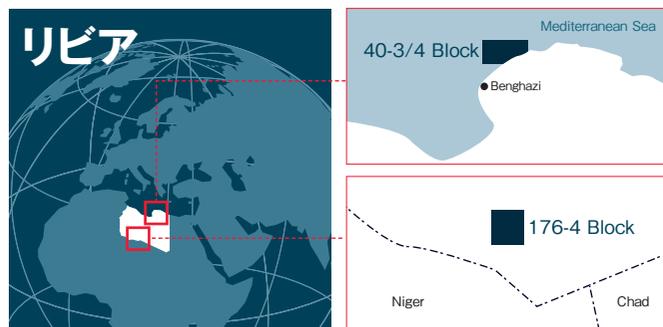
当社は2007年5月に、Energi Mega Pratama Inc. (EMPI)の株式25%を取得して同社を持分法適用関連会社としました。EMPIは、子会社Kangean Energy Indonesia Ltd.及びEMP Exploration (Kangean) Ltd.を通じて東ジャワ東部海域に位置するカンゲアン鉱区の権益を100%保有しています。

同鉱区ではPagerunganガス田及びSepanjang油田からの生産と、Sepanjang油田の本格生産、TSBガス田及びPagerungan Utara油田の開発作業を進めています。2008年の鉱区全体の生産量は、原油・天然ガス合計6,645boe/dでした。なお、TSBガス田では、2010年12月末の生産開始を目指して原油換算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



事業の概況



鉱区名	40-3/4鉱区(地中海沿岸部)		
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%	



鉱区名	Soroosh油田及びNowrooz油田		
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%	

(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年は、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、2009年3月から4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。2009年秋以降に試掘2号井の掘削を計画しています。

176-4鉱区: 2008年は、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号井の掘削をしましたが、商業量の油ガスの発見に至らず廃坑しました。

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、現在、開発費用と報酬を回収しています。



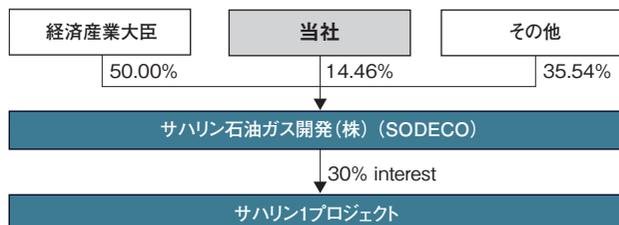
鉱区名	チャイヴォ、オドプト、アルクトン・ダギ鉱床 (サハリン島北東沖海上)	
プロジェクト会社	サハリン石油ガス開発(株)	
権益比率	サハリン石油ガス開発(株)	30.0%
	Exxon Neftegas Ltd. (Operator)	30.0%
	ONGC Videsh Ltd.	20.0%
	Sakhalinmorneftegas-Shelf	11.5%
	RN-Astra	8.5%

サハリン石油ガス開発(株)

ロシアでは、極東サハリン島北東沖海上のチャイヴォ、オドプト及びアルクトン・ダギの3油ガス田の探鉱開発事業(サハリン1プロジェクト)に30%の権益を保有するサハリン石油ガス開発(株)(SODECO)への出資を通じて、同事業に関与しています。チャイヴォは、陸上坑井基地、陸上処理施設、海上プラットフォーム「オーラン」などからなる主要生産施設により油ガスを生産しています。

サハリン1原油(SOKOL)は、DeKastri原油出荷施設が完成した2006年8月以降、国際市場向けに輸出されています。2007年2月には約40,000kl/d(250,000b/d)の目標ピーク生産量に到達し、2008年1月には原油生産量累計1億バレルを達成しました。一方、天然ガスはロシア国内向けに販売を継続しています。当社は、SODECOから2008年3月に初配当を受け、2009年3月には2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



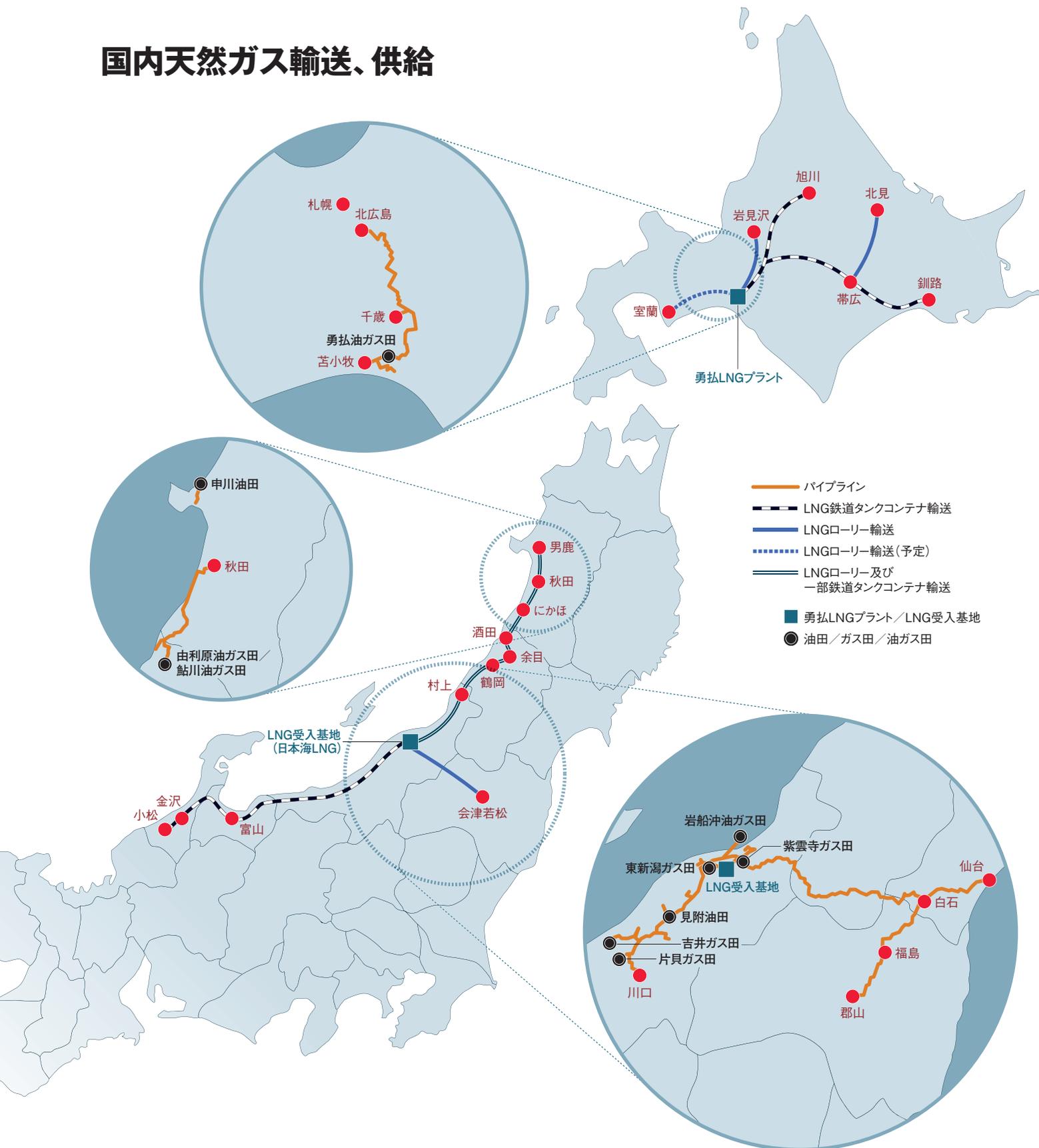
イラク

イラクでは、2005年3月に調印したイラク石油省との技術協力覚書のもと、同国内の未開発油田を対象とする評価スタディを同省技術者と共同で実施するとともに、原油軽質化技術及び増産手段の検討、3次元地震探鉱にかかわる技術支援、同省職員への教育訓練などを行ってきました。2009年3月までの4年間に石油省から当社へ派遣された職員は延べ500人を超えています。

当該技術協力覚書は、2009年3月末をもって終了しましたが、石油省の要請のもと、この間に実施した評価スタディのフォローアップなど

を鋭意行っています。他方、石油省側では油田開発を推進するため国際入札を実施しています。2009年6月には生産中の油田などを対象とした1次入札が実施されましたが、2009年末にも既発見未開発油田を対象とする2次入札が実施される見込みです。当社は、これらの国際入札及び知見を有する油田の随意交渉または指名入札を通じて、開発プロジェクトへの参入機会を積極的に追求していきます。

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。

2008年度のLNGを含む天然ガス販売量は、2008年夏までの原油価格高騰の影響によるガス需要の急増があったものの、同年秋以降の原油価格急落と国際経済情勢の急速な悪化に伴うガス販売量の伸びの鈍化により、2007年度並みの17億 m^3 となりました。

中期的な販売目標は、国内天然ガス販売量（LNGサテライト含む）として、2008年度の販売実績17億 m^3 から2013年度までに3億 m^3 増の20億 m^3 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からなる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、同ガス田のある苫小牧市周辺及び札幌市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、新潟県のカガシカガシ油ガス田及びLNG受入基地

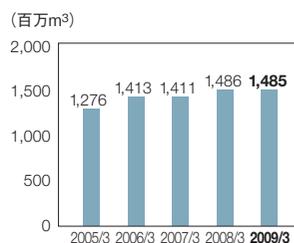
を基点として、新潟、山形、宮城及び福島のカガシカガシの4県にまたがる当社最大の天然ガスパイプラインネットワークを整備し、ガス火力発電所、都市ガス事業者、産業用需要家に天然ガスを供給しています。

LNGサテライト供給

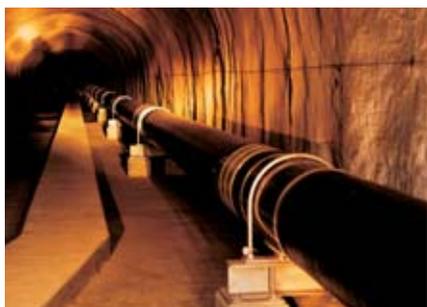
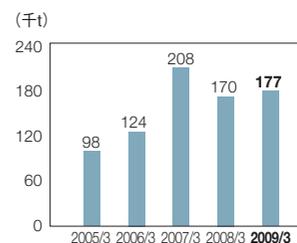
天然ガスパイプラインが整備されていない地域への天然ガス需要に対応するために、LNGサテライト供給を行っています。本州では、当社が輸入したLNGを新潟東港にある受入基地からタンクローリーや鉄道タンクコンテナによる輸送で東北や北陸地域などへ供給しています。

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。

天然ガス販売量



LNG販売量



多様なエネルギー資源の開発や地球温暖化の抑止に向けて、 技術力の向上と活用を図っていきます

石油・天然ガス開発産業は、地質、物理探鉱、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一つとして位置づけ、特に新エネルギー、環境関連技術の研究開発については、GTL、メタンハイドレート、CO₂地中貯留(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。将来的には、こうした技術・知見を当社の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。

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(現在の独立行政法人石油天然ガス・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月に建設を完了しました。現在、同研究組合は2010年度までの実証試験に取り組んでおり、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。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。



GTL実証プラント(写真提供:日本GTL技術研究組合)

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になっており、日本周辺海域にはわが国の天然ガス消費量の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、わ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。

メタンハイドレート分布図



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に参加して中心的な役割を担いました。2000年には、静岡県沖合い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通りです。フェーズ1での成果は、わ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可能性があ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	熊野灘～東海沖での3D地震探査
2003年度	熊野灘～東海沖での基礎試錐
2006年度	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で得られた技術成果を踏まえて、わ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、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。

CO₂地中貯留の事業化

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。その一つであるCO₂地中貯留は、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地中貯留可能量は、最大で約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

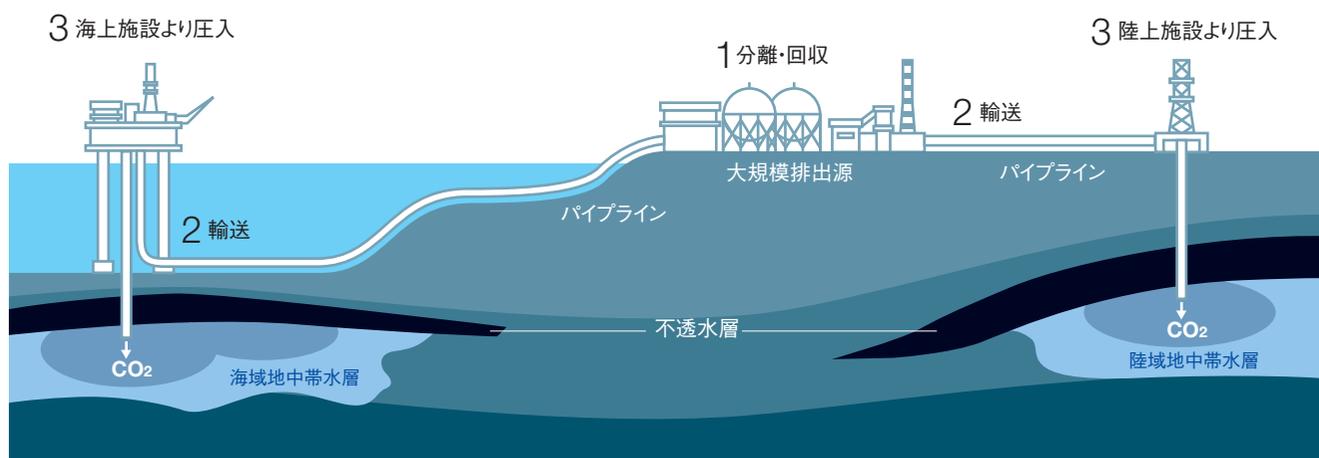
当社は、半世紀にもわたり、石油開発で培ってきた地下構造の把握や岩石物性の推定、掘削、生産、流体移動シミュレーション、並びに地震探鉱を中心とした地下モニタリングなどの先端技術を

保有しています。CO₂地中貯留では、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地中貯留技術の事業化に向けて

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地中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地中貯留の実証試験に向けた調査事業を受託しています。今後実施される実証試験を通じて、CO₂地中貯留技術の事業化を確立し、地球温暖化の抑止に貢献していきます。

CO₂地中貯留概念図



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わたって安定的に供給することを使命として、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、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。2009年の保安方針及び保安目的は、以下の通りです。

2009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。」

2009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。



自主保安監査(片貝ガス田)

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 縄文の森」植樹祭(新潟県長岡市)

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発展に貢献する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。

コーポレート・ガバナンスの状況

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、そのシステムの整備、充実を目指しています。

会社の機関

当社は、2005年6月24日付にて、業務執行体制を明確化するために執行役員制度を導入しました。

当社では、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、その業務執行を監督する役割は、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）が負っています。（監査役制度採用会社）

取締役会

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。

また、取締役会の監督機能を強化するため、業務を執行しない社外取締役を選任し、経営陣から独立した客観的な立場で、議案、審議等につき適宜質問、助言を受けています。

一方、意思決定の迅速化の観点から、本社の取締役等で常務会を構成し、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。

なお、社外取締役と当社との間に特別な利害関係はありません。

監査役及び監査役会

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。

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。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。また、監査役監査を補佐する事務局として、2名（他部室との兼務）を配置しています。

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。

なお、社外監査役と当社との間に特別な利害関係はありません。

内部監査

社長直属の監査室が、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。

監査室には5名が配属されています。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、必要に応じ対象部署への指摘、助言を行っています。

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。

内部統制システムに関する基本的な考え方及びその整備状況

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。なお、金融商品取引法に定める財務報告についての内部統制に関する規制の適用に伴い、2008年12月19日開催の取締役会決議に基づき、これまでの方針に「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」を追加しました。

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。

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。

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。

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。

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。

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、関連会社管理要領(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。

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。

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。

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。

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。

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。

以上のほか、2006年4月1日付で設置した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、整備を継続していきます。

IR活動

こうした経営機構上のコーポレート・ガバナンスに加えて、決算説明会の開催、ホームページの充実などのIR活動により、経営の透明性を高めることを通じて、時々の状況下で最適な業務執行の実現を期しています。

役員報酬

2008年度中における当社の取締役及び監査役に対する報酬等は、次のとおりです。

区分	支給人員(名)	支給額(百万円)
取締役	17	638
監査役	4	71
合計	21	710
(うち社外役員)	(3)	(46)

※1 上記の支給人員には、2008年6月25日開催の第38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 上記支給額は、当期に在籍した取締役及び監査役につき、当期中に支給あるいは引当てられた役員報酬、役員賞与引当金及び役員退職慰労引当金からなっています。

※3 2008年6月25日開催の第38回定時株主総会終結の時をもって退任した取締役1名への退職慰労金として、107百万円を支給しています。この金額には、当期及び当期前に係る有価証券報告書において開示した役員退職慰労引当金の増加分が含まれています。

監査法人に関する事項

2008年度の財務諸表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	湯本堅司、古杉裕亮
監査業務に係る補助者の構成	公認会計士:6名、会計士補等:10名

※ 新日本監査法人は、2008年7月1日付で有限責任監査法人に移行したことにより、新日本有限責任監査法人となりました。

取締役の定数

当社の取締役は18名以内とする旨定款に定めています。

取締役の選任の決議要件

当社の取締役の選任決議は、株主総会において、議決権を行使することができる株主の議決権の3分の1以上を有する株主が出席し、その議決権の過半数をもって行う旨定款に定めています。

また、この選任決議は、累積投票によらないものとする旨定款に定めています。

中間配当の決定機関

当社は、会社法第454条第5項の規定により、取締役会の決議によって、毎年9月30日を基準日として中間配当をすることができる旨定款に定めています。これは、株主への機動的な利益還元を行うことを目的とするものです。

自己の株式の取得の決定機関

当社は、会社法第165条第2項の定めにより、取締役会の決議によって同条第1項に定める市場取引等により自己の株式を取得することができる旨定款に定めています。これは、機動的に自己株式の取得を行うことを目的とするものです。

株主総会の特別決議要件

当社は、会社法第309条第2項に定める決議について、議決権を行使することができる株主の議決権の3分の1以上を有する株主が出席し、その議決権の3分の2以上に当たる多数をもって行う旨定款に定めています。これは、株主総会の円滑な運営を行うことを目的とするものです。

監査公認会計士等に対する報酬の内容

区分	前期		当期	
	監査証明業務 に基づく報酬 (百万円)	非監査証明業務 に基づく報酬 (百万円)	監査証明業務 に基づく報酬 (百万円)	非監査証明業務 に基づく報酬 (百万円)
提出会社	—	—	57	0
連結 子会社	—	—	22	3
合計	—	—	79	4

その他の重要な報酬の内容

当社の連結子会社であるJapan Canada Oil Sands Limitedは、当社の監査公認会計士等と同一のネットワークに属している

Ernst & Young LLPに対して、監査証明業務に基づく報酬として9百万円を当期に支払っています。なお当社は、Ernst & Young LLPに対して、当期に報酬を支払っていません。

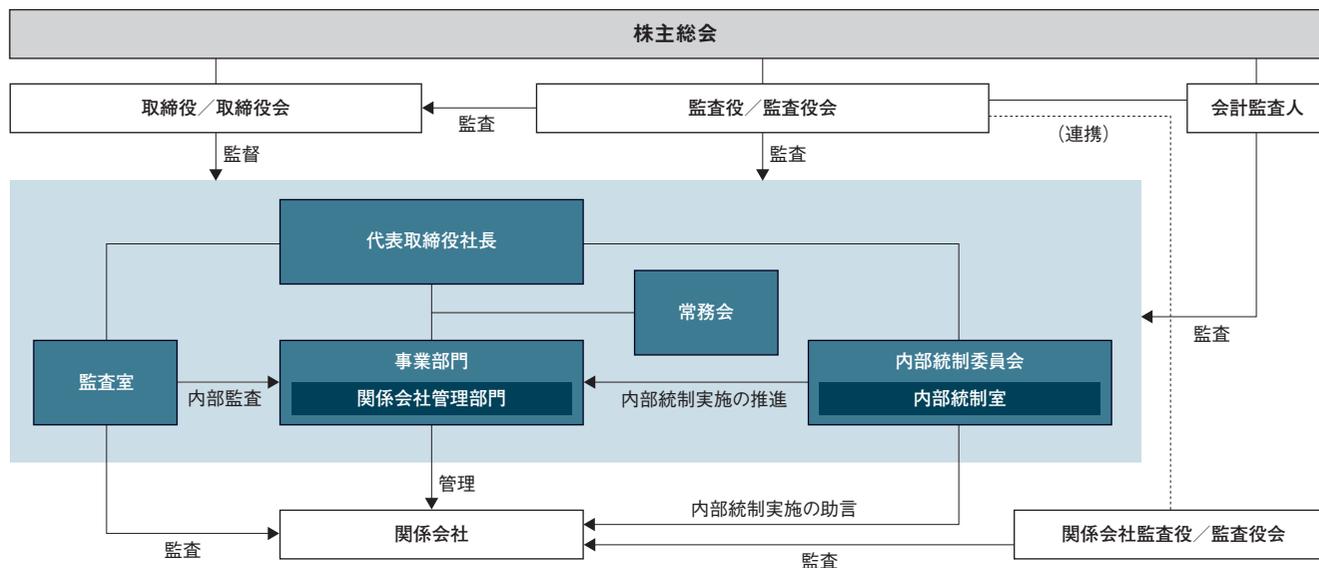
監査公認会計士等の提出に対する非監査業務の内容

当社が監査公認会計士等に対して報酬を支払っている非監査業務の内容は、財務報告に係る内部統制に関する助言及び指導です。

監査報酬の決定方針

該当事項はありませんが、監査日数等を勘案した上で決定しています。

コーポレート・ガバナンス体制及び内部統制体制(模式図)





財務セクション

- 27 主要財務データの推移(6年間)
- 28 経営者による財政状態及び経営成績の分析
- 34 連結貸借対照表
- 36 連結損益計算書
- 37 連結株主資本等変動計算書
- 39 連結キャッシュ・フロー計算書
- 41 連結財務諸表に対する注記
- 55 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

	2009	2008	2007	2006	2005	2004
	百万円					
会計年度						
売上高	¥ 202,127	¥ 207,638	¥ 170,018	¥ 138,796	¥ 103,150	¥ 96,713
売上原価	134,447	143,682	104,174	77,433	61,046	58,060
探鉱費	15,352	13,559	8,178	9,677	6,127	5,213
販売費及び一般管理費	32,237	30,770	27,946	24,666	21,298	20,990
営業利益	20,090	19,625	29,719	27,018	14,678	12,449
当期純利益	12,560	20,097	20,982	20,216	13,234	9,960
設備投資	30,902	41,742	31,746	19,934	13,587	16,735
減価償却費	21,521	16,669	14,938	13,951	14,081	11,043
会計年度末						
総資産	¥ 500,444	¥ 620,946	¥ 578,059	¥ 532,516	¥ 393,733	¥ 246,765
純資産(旧株主資本)※1	378,227	448,226	418,929	386,222	293,152	195,715
長期借入金	25,325	21,922	17,722	15,000	15,973	11,909
	円					
1株当たり情報						
1株当たり純資産	¥6,486.85	¥7,696.00	¥7,185.80	¥6,756.00	¥5,127.67	¥3,422.80
1株当たり当期純利益	219.77	351.65	367.12	352.11	230.50	172.76
1株当たり配当金(年間)	40.00	40.00	40.00	40.00	37.50	35.00
その他データ						
従業員数(人)	1,678	1,622	1,557	1,481	1,470	1,388

※1 2006年度より純資産を記載しています。

経営者による財政状態及び経営成績の分析

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23社及び関連会社16社(2009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

2008年度(2008年4月1日から2009年3月31日)の売上高は、2007年度に比べ5,510百万円減収の202,127百万円、営業利益は464百万円増益の20,090百万円、当期純利益は7,537百万円減益の12,560百万円となりました。

油価と為替レート

2008年度の原油販売単価は、2008年秋以降の急激な下落を反映して、通年の平均販売価格では2007年度に比べ4,205円下落して53,567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て輸入価格に連動して決定されます。原油CIF価格に基づくUSDベースの油価は1バレル当たり89.71ドル(加重平均)と2007年度に比べ13.50ドル上昇しています。一方、為替レートは、102.56円/ドル(加重平均)と2007年度に比べ12.10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。

設備投資と減価償却費

2008年度の設備投資額は、2007年度に比べ10,840百万円減少の30,902百万円となりました。主なものは、北海道と新潟での採掘井の掘削や生産設備増強工事です。減価償却費は、2007年度に比べ4,851百万円増の21,521百万円となりました。

探鉱活動

2008年度の探鉱費は、2007年度に比べ1,793百万円増加して15,352百万円となりました。探鉱費の内訳は国内では主に新潟県沖合3坑、北海道1坑及び秋田県1坑での試探掘によるものであり、海外ではフィリピンでの試掘及びインドネシアでの地震探鉱作業などによるものです。

売上高の状況

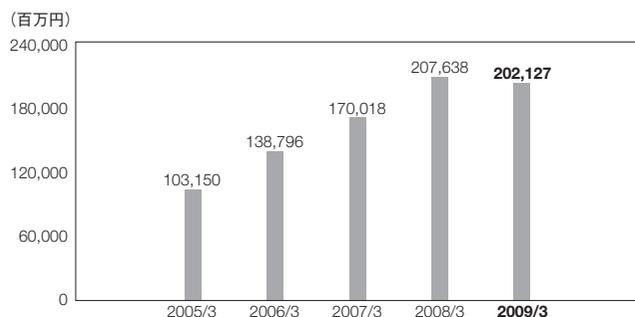
2008年度の売上高の構成は、「原油・天然ガス事業部門」が183,471百万円(構成比90.8%)、「請負事業部門」が4,739百万円(構成比2.3%)、「その他事業部門」が13,916百万円(構成比6.9%)となっています。

●原油・天然ガス事業部門

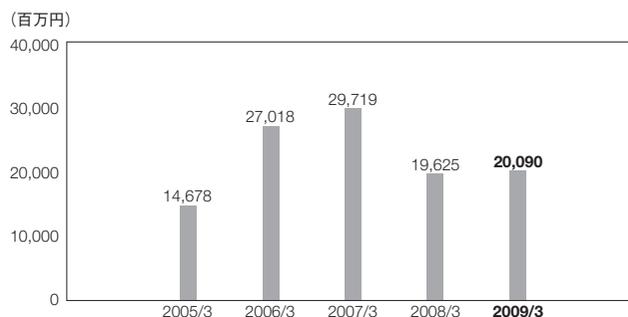
原油・天然ガス事業部門は、原油、天然ガス、液化天然ガス(LNG)及びビチューメンの販売からなり、2008年度は天然ガスやビチューメンなどの販売価格の上昇があったものの、サハリン原油(SOKOL原油)の買入販売数量の減少や通年の原油販売価格の下落などにより、売上高は183,471百万円と2007年度に比べ4,188百万円の減収となりました。

原油の販売数量は1,919千klと2007年度に比べ121千kl減少となりました。数量減の主な要因は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2007年度に比べ15,077百万円

売上高



営業利益



減少して102,845百万円となりました。

天然ガスの販売数量は1,485百万m³と2007年度に比べ0.9百万m³減少のほぼ横ばいとなったものの、販売単価が3.48円/m³上昇して36.43円/m³となり、これにより2008年度の天然ガス売上高は54,126百万円と2007年度に比べ5,143百万円増加しています。これは主に都市ガス向け卸価格や直売産業用向け価格改定及びLNG・CIF連動型価格フォーミュラ採用の販売価格上昇によるものです。

LNGは、2007年度に比べ6千トン増加して177千トン販売し、売上高は13,412百万円と2007年度に比べ3,126百万円増加しました。

ビチューメンは、2007年度に比べ7千kl増加して417千kl販売し、売上高は13,087百万円と2007年度に比べ2,618百万円増加しました。

●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、2008年度における売上高は4,739百万円と2007年度に比べ655百万円の減収となりました。

●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、2008年度の売上高は13,916百万円と2007年度に比べ666百万円の減収となりました。

営業費用

売上原価は134,447百万円と2007年度に比べ9,235百万円減少しています。これは主に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32,237百万円と2007年度に比べ

1,466百万円増加しました。これは主に中国での原油卸価格に課される石油特別収益金が増えたことや国内での製品輸送コストが増加したことなどによるものです。探鉱費については、探鉱活動の項目を参照願います。

以上の結果、営業利益は2007年度に比べ464百万円増益の20,090百万円となりました。

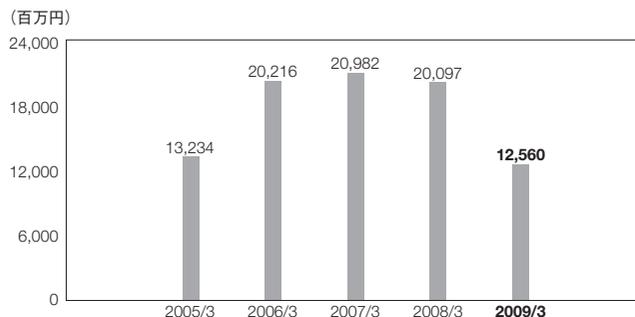
税金等調整前当期純利益

その他の収益はサハリン石油ガス開発(株)からの増配などもあり受取配当金が増加したものの、持分法による投資利益が損失に転じたことなどにより、2007年度に比べ減少となりました。一方、その他の費用は新潟県内の廃坑計画見直しによる廃坑費用引当金繰入額の増加や2008年5月に北海道勇払鉱場で採掘を目的に開坑した沼ノ端8号井が商業量に足る生産量が得られず同坑井の一部区間を廃坑した結果、同坑井のうち、廃坑区間を固定資産除却損に、それ以外の区間を減損損失に計上したことなどにより、税金等調整前当期純利益は2007年度に比べ9,196百万円減益の17,108百万円となりました。

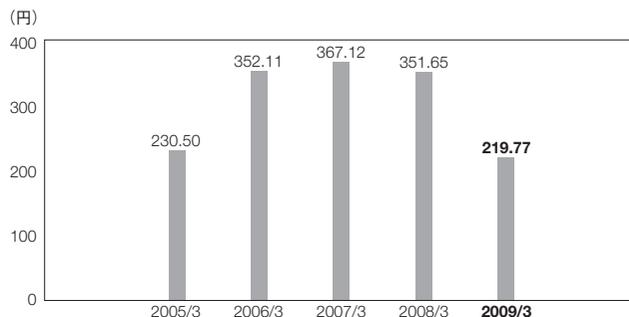
当期純利益

2008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3,565百万円となり、税金等調整前当期純利益17,108百万円に対する比率は20.8%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15.4%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、及び連結子会社の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

当期純利益



1株当たり当期純利益



経営者による財政状態及び経営成績の分析

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、2007年度に比べ7,537百万円減益の12,560百万円となりました。

財政状態の分析

資産、負債及び純資産の状況

2008年度末の総資産は、2007年度末に比べ120,502百万円減少し、500,444百万円となりました。このうち流動資産は8,111百万円増加し97,120百万円、固定資産は128,613百万円減少し403,324百万円となりました。

流動資産の主な変動は、流動資産のその他に含まれる現先取引残高が増加した一方、コマーシャル・ペーパー償還などによる有価証券の減少や受取手形及び売掛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、新潟県海上及び陸上の採掘井掘削工事や勇払鉱場の生産設備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1,604百万円増加しました。無形固定資産は主にのれんの償却などにより1,786百万円減少しました。投資その他の資産は国際石油開発帝石(株)の株式時価評価による投資有価証券の減少を主因として128,431百万円減少しました。

2008年度末の負債合計は、2007年度末に比べ50,503百万円減少し、122,216百万円となりました。これは主に投資有価証券の時価評価による繰延税金負債の減少などによるものです。

2008年度末の純資産合計は、2007年度末に比べ、その他有価証券評価差額金及び為替換算調整勘定の減少などにより69,998百万円減少し、378,227百万円となりました。

以上の結果、2008年度末の自己資本比率は74.1%になりました。

キャッシュ・フローの状況

2008年度末における現金及び現金同等物(以下「資金」という)は、2007年度末に比べ9,534百万円増加し、51,975百万円となりました。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36,381百万円となりました。これは主に、税金等調整前当期純利益17,108百万円、減価償却費21,521百万円、法人税等の支払による支出6,845百万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23,342百万円となりました。これは主に上述の有形固定資産の取得による支出28,012百万円や主にEnergi Mega Pratama Inc.の子会社である持分法適用会社のKangean Energy Indonesia Ltd.及びEMP Exploration (Kangean) Ltd.への資金の貸付けによる支出6,064百万円及び投資有価証券の売却及び償還による収入9,039百万円などによるものです。

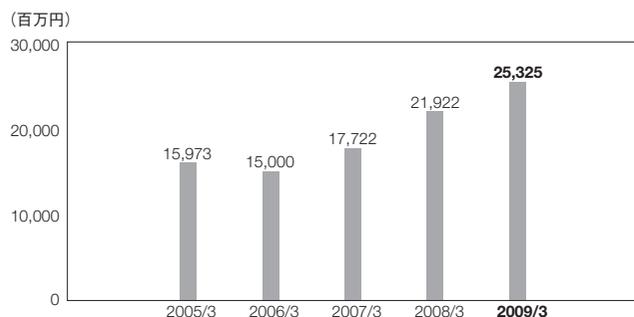
財務活動によるキャッシュ・フロー

財務活動の結果使用した資金は477百万円となりました。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6,014百万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項目が上回ったためです。

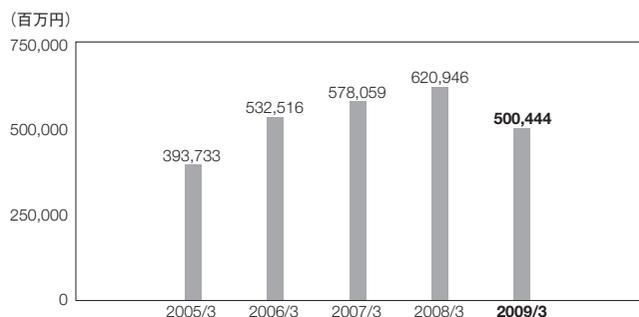
当社グループの埋蔵量

2009年3月31日現在、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31ページの表のとおりです。

長期借入金



総資産



下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採掘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。

下表の確認埋蔵量は、PRMSにおける「確認埋蔵量(Proved

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)				
2008年3月31日現在	4,966	19,128	2,556	2,108	7,522	21,236	464	6,536	7,986	27,771
拡張及び発見などによる増加	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2007年度評価の修正による増減	3,324	8,352	976	(672)	4,300	7,680	(251)	(1,660)	4,049	6,020
買収・売却による増減	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
生産による減少	(611)	(1,326)	(471)	(41)	(1,082)	(1,367)	(18)	(154)	(1,100)	(1,521)
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

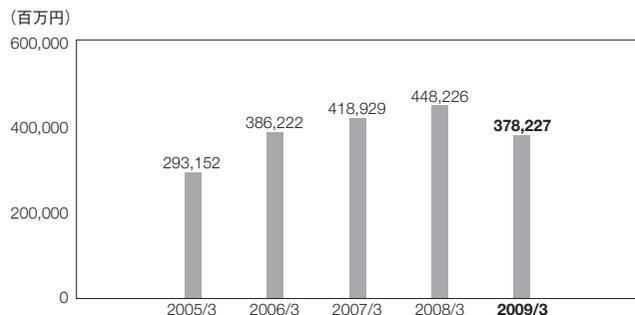
参考:当社グループの確認埋蔵量(原油換算)

確認埋蔵量	連結対象会社						持分法適用会社		合計	
	日本		海外		小計		原油 (MMbbl)	ガス (MMboe)	原油 (MMbbl)	ガス (MMboe)
	原油 (MMbbl)	ガス (MMboe)	原油 (MMbbl)	ガス (MMboe)	原油 (MMbbl)	ガス (MMboe)				
2008年3月31日現在	31	120	16	13	47	134	3	41	50	175
拡張及び発見などによる増加	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2007年度評価の修正による増減	21	53	6	(4)	27	48	(2)	(10)	25	38
買収・売却による増減	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
生産による減少	(4)	(8)	(3)	(0)	(7)	(9)	(0)	(1)	(7)	(10)
2009年3月31日現在	48	165	19	9	68	173	1	30	69	203

※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。

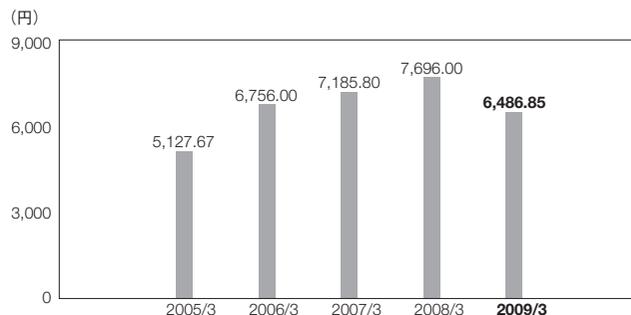
※2 連結子会社保有量には少数株主持分を含んだ数量を計上しています。

純資産(旧株主資本)※



※ 2007年3月期より純資産を記載しています。

1株当たり純資産



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などについては、「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、31ページの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います。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が、認められる評価手法などに違いがあり、また、SECは確認埋蔵量についてのみ定義しています^{*1}。

当社は、従来よりPRMSによる「確認埋蔵量」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が、2008年度から、より厳密にPRMSを適用するよう取扱いの一部を改めました。また、海外プロジェクト会社の保有埋蔵量については、2007年度まで、各プロジェクト会社の当該鉱区における権益比率に応じた数量に基づいて計上していましたが、2008年度より、各プロジェクト会社の現地政府などの契約による経済的取分に基づく数量とすることに改めました。こうした取扱いの変更による埋蔵量の変動は、31ページの表の「2007年度評価の修正による増減」の欄に示しています。

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、31ページの表に示した2009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75%に相当する部分^{*2}について、Ryder Scott Company Petroleum Consultants社へ第三者評価・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ピ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社による第三者評価を受けているほか、持分法適用会社のKangean Energy Indonesia Ltd.社についてGaffney, Cline & Associates (Consultants) Pte Ltd社による第三者評価を受けており、31ページの表の2008年度末現在の確認埋蔵量総計(原油10,935千kl、ガス32,271百万m³)のうち約77%に相当する部分^{*3}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、31ページの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・工学的データなど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など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などによって、上方にも下方にも修正される可能性があります。

^{*1} SECは2008年12月に現行基準の改定に関する発表を行いました。これにより、2010年1月以降にSECに届出される報告書における埋蔵量評価基準は、全般的にはPRMSの基準に接近する方向に改定され、また、推定埋蔵量及び予想埋蔵量に関する新たな定義も設けられる予定です。

^{*2} 原油1千kl=天然ガス1百万m³として計算しています。

^{*3} 同上。

事業等のリスク

以下には、当社グループの経営成績、株価及び財務状況などに影響を及ぼす可能性のある主な事項を記載しております。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。

事業に関するリスク

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など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など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。

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など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。

天然ガス売上高の変動要因

当社が国内で販売する天然ガスの販売単価は、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いものの、近年、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影響を受ける可能性があります。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、わが国エネルギー市場の規制緩和の影響などにより、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。

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・拡大し長期にわたり安定的な石油・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与えることになります。

エネルギー市場自由化の影響

わが国の電力・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、わ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影響を及ぼす可能性があります。

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など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、海外事業の一部はコントロール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などの変更により、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。

国際石油開発帝石(株)の株価変動に伴うリスク

当社は、2009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2008年度の投資有価証券の残高は241,945百万円、このうち、国際石油開発帝石(株)株式は182,520百万円となっています。同社の連結業績や株価は、当社グループと同様に、原油価格の動向など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。

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、数量などによっては、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、又は社債の発行」「決算及び利益金の処分」「営業の一部もしくは全部の譲り渡し、又は譲り受け」「役員候補者の決定」「資産又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。

連結貸借対照表

石油資源開発株式会社及び連結子会社
2009年及び2008年3月31日現在

	2009	2008	2009
	百万円		千米ドル(注記1)
資産			
流動資産:			
現金及び預金(注記17)	¥ 27,702	¥ 27,794	\$ 282,681
受取手形及び売掛金	17,050	25,865	173,988
有価証券(注記4、17)	11,510	17,724	117,456
商品及び製品(注記3)	4,255	3,921	43,424
仕掛品(注記3)	553	271	5,651
原材料及び貯蔵品(注記3)	6,200	6,299	63,269
繰延税金資産(注記6)	1,315	2,295	13,419
その他	28,543	4,846	291,265
控除:貸倒引当金	(12)	(10)	(132)
流動資産合計	97,120	89,008	991,021
固定資産:			
有形固定資産:			
土地	15,338	15,305	156,516
建物及び構築物	142,900	139,690	1,458,167
坑井	59,115	54,140	603,218
機械装置及び運搬具	101,561	83,059	1,036,337
建設仮勘定(注記14)	4,790	12,893	48,887
その他	14,310	13,860	146,025
控除:減価償却累計額	(195,249)	(177,788)	(1,992,340)
有形固定資産合計	142,767	141,162	1,456,810
無形固定資産:			
のれん	1,063	2,092	10,851
その他	3,328	4,086	33,968
無形固定資産合計	4,392	6,179	44,819
投資その他の資産:			
投資有価証券(注記4)	241,945	376,137	2,468,831
長期貸付金	13,432	7,489	137,067
長期未収入金	70	2,065	718
繰延税金資産(注記6)	648	749	6,619
その他	5,939	5,872	60,610
控除:貸倒引当金	(68)	(97)	(698)
控除:海外投資等損失引当金	(5,803)	(7,621)	(59,224)
投資その他の資産合計	256,164	384,595	2,613,923
固定資産合計	403,324	531,937	4,115,552
資産合計	¥ 500,444	¥ 620,946	\$ 5,106,573

添付の注記は、これらの連結財務諸表の一部である。

	2009	2008	2009
			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	¥ 6,508	¥ 13,469	\$ 66,414
未払法人税等	392	1,414	4,009
役員賞与引当金	93	102	957
災害損失引当金	188	487	1,924
その他(注記5、6)	16,909	23,382	172,546
流動負債合計	24,093	38,857	245,850
固定負債:			
長期借入金(注記5)	25,325	21,922	258,425
繰延税金負債(注記6)	60,108	101,477	613,357
退職給付引当金(注記7)	5,732	5,272	58,496
役員退職慰労引当金	559	511	5,709
廃鉱費用引当金	5,725	4,126	58,426
関係会社事業損失引当金	35	310	361
その他(注記5)	635	241	6,481
固定負債合計	98,123	133,862	1,001,255
負債合計	122,216	172,720	1,247,105
契約債務及び偶発債務(注記9、10、11)			
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	2009年及び2008年3月31日現在		
	14,288	14,288	145,803
	— 57,154,776株		
利益剰余金	255,499	245,225	2,607,136
自己株式	(9)	(7)	(96)
	(2009年3月31日現在 — 1,783株)		
	(2008年3月31日現在 — 1,407株)		
株主資本合計	269,778	259,506	2,752,843
評価・換算差額等:			
其他有価証券評価差額金	105,430	179,629	1,075,819
繰延ヘッジ損益	(0)	(0)	(2)
為替換算調整勘定	(4,465)	716	(45,568)
評価・換算差額等合計	100,964	180,346	1,030,249
少数株主持分	7,484	8,373	76,376
純資産合計	378,227	448,226	3,859,468
負債純資産合計	¥500,444	¥620,946	\$5,106,573

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
2009年及び2008年3月31日終了年度

	2009	2008	2009
	百万円		千米ドル(注記1)
売上高	¥202,127	¥207,638	\$2,062,525
売上原価(注記3)	134,447	143,682	1,371,910
売上総利益	67,680	63,955	690,615
探鉱費	16,272	13,856	166,048
探鉱補助金	(920)	(297)	(9,390)
	15,352	13,559	156,658
販売費及び一般管理費(注記13)	32,237	30,770	328,950
営業利益	20,090	19,625	205,007
その他収益(費用):			
受取利息	1,253	1,606	12,794
受取配当金	5,823	5,184	59,426
有価証券売却損益	57	(87)	591
持分法による投資損益	(270)	2,193	(2,763)
海外投資等損失引当金戻入額	—	1,110	—
関係会社事業損失引当金戻入額	275	291	2,808
支払利息	(494)	(313)	(5,044)
有価証券評価損	(1,805)	(1,578)	(18,418)
廃鉱費用引当金繰入額	(2,055)	(748)	(20,980)
為替差損益	(1,886)	(1,242)	(19,246)
補助金収入	191	—	1,950
固定資産除却損	(2,986)	(218)	(30,472)
減損損失(注記14)	(2,312)	(17)	(23,592)
災害による損失	—	(709)	—
その他	1,226	1,207	12,511
	(2,982)	6,679	(30,435)
税金等調整前当期純利益	17,108	26,305	174,572
法人税等(注記6):			
法人税、住民税及び事業税	1,879	6,165	19,181
法人税等調整額	1,686	(738)	17,206
	3,565	5,426	36,387
少数株主利益	981	780	10,017
当期純利益(注記16)	¥ 12,560	¥ 20,097	\$ 128,168

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
2009年及び2008年3月31日終了年度

	2009	2008	2009
	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	\$ 145,803
当期末残高	¥ 14,288	¥ 14,288	\$ 145,803
利益剰余金			
前期末残高	¥245,225	¥227,413	\$2,502,296
当期変動額			
剰余金の配当	(2,286)	(2,286)	(23,328)
当期純利益	12,560	20,097	128,168
当期変動額合計	10,274	17,811	104,840
当期末残高	¥255,499	¥245,225	\$2,607,136
自己株式			
前期末残高	¥ (7)	¥ (5)	\$ (75)
当期変動額			
自己株式の取得	(2)	(1)	(21)
当期変動額合計	(2)	(1)	(21)
当期末残高	¥ (9)	¥ (7)	\$ (96)
株主資本合計			
前期末残高	¥259,506	¥241,696	\$2,648,024
当期変動額			
剰余金の配当	(2,286)	(2,286)	(23,328)
当期純利益	12,560	20,097	128,168
自己株式の取得	(2)	(1)	(21)
当期変動額合計	10,272	17,810	104,819
当期末残高	¥269,778	¥259,506	\$2,752,843

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

	2009	2008	2009
	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	¥179,629	¥168,234	\$1,832,956
当期変動額			
株主資本以外の項目の当期変動額(純額)	(74,199)	11,394	(757,137)
当期変動額合計	(74,199)	11,394	(757,137)
当期末残高	¥105,430	¥179,629	\$1,075,819
繰延ヘッジ損益			
前期末残高	¥ (0)	¥ 55	\$ (2)
当期変動額			
株主資本以外の項目の当期変動額(純額)	—	(56)	—
当期変動額合計	—	(56)	—
当期末残高	¥ (0)	¥ (0)	\$ (2)
為替換算調整勘定			
前期末残高	¥ 716	¥ 707	\$ 7,311
当期変動額			
株主資本以外の項目の当期変動額(純額)	(5,182)	9	(52,879)
当期変動額合計	(5,182)	9	(52,879)
当期末残高	¥ (4,465)	¥ 716	\$ (45,568)
評価・換算差額等合計			
前期末残高	¥180,346	¥168,997	\$1,840,265
当期変動額			
株主資本以外の項目の当期変動額(純額)	(79,381)	11,348	(810,016)
当期変動額合計	(79,381)	11,348	(810,016)
当期末残高	¥100,964	¥180,346	\$1,030,249
少数株主持分			
前期末残高	¥ 8,373	¥ 8,234	\$ 85,447
当期変動額			
株主資本以外の項目の当期変動額(純額)	(888)	138	(9,071)
当期変動額合計	(888)	138	(9,071)
当期末残高	¥ 7,484	¥ 8,373	\$ 76,376
純資産合計			
前期末残高	¥448,226	¥418,929	\$4,573,736
当期変動額			
剰余金の配当	(2,286)	(2,286)	(23,328)
当期純利益	12,560	20,097	128,168
自己株式の取得	(2)	(1)	(21)
株主資本以外の項目の当期変動額(純額)	(80,270)	11,487	(819,087)
当期変動額合計	(69,998)	29,297	(714,268)
当期末残高	¥378,227	¥448,226	\$3,859,468

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
2009年及び2008年3月31日終了年度

	2009	2008	2009
	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	¥ 17,108	¥26,305	\$ 174,572
減価償却費	21,521	16,669	219,602
減損損失	2,312	17	23,592
のれん償却額	1,014	1,029	10,355
有形固定資産除却損	2,964	218	30,252
有価証券及び投資有価証券評価損益(益)	1,805	1,578	18,418
貸倒引当金の増減額(減少)	(26)	(0)	(268)
退職給付引当金の増減額(減少)	459	(161)	4,692
役員退職慰労引当金の増減額(減少)	47	(96)	488
廃鉱費用引当金の増減額(減少)	1,870	602	19,085
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)	(2,092)	(2,005)	(21,351)
受取利息及び受取配当金	(7,077)	(6,791)	(72,220)
支払利息	494	313	5,044
有価証券償還損益(益)	81	18	833
投資有価証券償還損益(益)	39	(309)	406
有価証券及び投資有価証券売却損益(益)	(57)	87	(591)
持分法による投資損益(益)	270	(2,193)	2,763
売上債権の増減額(増加)	8,511	(1,161)	86,849
たな卸資産の増減額(増加)	(517)	(1,808)	(5,280)
仕入債務の増減額(減少)	(11,410)	5,962	(116,435)
未払消費税等の増減額(減少)	(383)	332	(3,917)
その他	4,966	2,740	50,677
小計	41,901	41,345	427,566
保証債務履行求償権回収による収入	1,134	1,568	11,573
その他の収入	191	—	1,950
法人税等の支払又は還付額(支払)	(6,845)	(8,599)	(69,848)
営業活動によるキャッシュ・フロー	36,381	34,314	371,241

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

	2009	2008	2009
		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	¥ (8,306)	¥ (8,096)	\$ (84,758)
定期預金の払戻による収入	2,572	10,934	26,252
有価証券の売却及び償還による収入	2,246	1,078	22,923
有形固定資産の取得による支出	(28,012)	(43,702)	(285,847)
有形固定資産の売却による収入	20	7	207
無形固定資産の取得による支出	(593)	(613)	(6,053)
投資有価証券の取得による支出	(2,607)	(21,808)	(26,606)
投資有価証券の売却及び償還による収入	9,039	7,573	92,240
貸付けによる支出	(6,064)	(7,929)	(61,881)
貸付金の回収による収入	312	340	3,187
利息及び配当金の受取額	7,607	7,532	77,626
残余財産の分配による収入	—	2	—
その他	442	1,510	4,516
投資活動によるキャッシュ・フロー	(23,342)	(53,169)	(238,194)
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	6,014	6,935	61,375
長期借入金の返済による支出	(2,278)	(2,278)	(23,245)
自己株式の取得による支出	(2)	(1)	(21)
配当金の支払額	(2,284)	(2,285)	(23,314)
少数株主への配当金の支払額	(1,387)	(306)	(14,160)
利息の支払額	(514)	(231)	(5,252)
子会社清算による少数株主への配当金の支払額	—	(310)	—
その他	(25)	—	(259)
財務活動によるキャッシュ・フロー	(477)	1,522	(4,876)
現金及び現金同等物に係る換算差額	(3,025)	(426)	(30,877)
現金及び現金同等物の増減額(減少)	9,534	(17,758)	97,294
現金及び現金同等物の期首残高	42,440	60,199	433,070
現金及び現金同等物の期末残高(注記17)	¥ 51,975	¥ 42,440	\$ 530,364

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
2009年及び2008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、2008年3月期の連結財務諸表については2009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。2009年3月31日現在の概算為替相場である1米ドル=98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。）20社（2008年3月期は20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、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（2008年3月期は0社）と関連会社10社（2008年3月期は10社）については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取得原価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。

2008年3月31日終了年度より、「棚卸資産の評価に関する会計基準」（企業会計基準第9号 2006年7月5日）が2008年3月31日以前に開始する連結会計年度に係る連結財務諸表から適用できるようになったことに伴い、同会計基準を適用している。

(6) 有形固定資産の減価償却

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、札幌鉱業所の生産、販売用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

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。

当社及び国内連結子会社は、法人税法の改正に伴い、2008年3月31日終了年度より、2007年4月1日以降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の方法に変更している。これにより2008年3月31日終了年度の税金等調整前当期純利益は310百万円減少している。

当社及び国内連結子会社は、法人税法の改正に伴い、2007年3月31日以前に取得した資産については、改正前の法人税法に基づく減価償却の方法の適用により取得価額の5%に到達した連結会計年度の翌連結会計年度より、取得価額の5%相当額と備忘価額との差額を5年間にわたり均等償却し、減価償却費に含めて計上している。これにより2008年3月31日終了年度の税金等調整前当期純利益は346百万円減少している。

(7) 無形固定資産

主として定額法を採用しているが、国内連結子会社1社は生産高比例法を採用している。

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

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。

当該変更による影響は軽微である。

2009年3月31日終了年度において、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。

(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、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。

(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。

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) 研究開発費

発生時の費用としている。

(21) 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

2009年及び2008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601百万円(6,135千米ドル)及び1,195百万円である。

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) 2009年及び2008年3月31日現在のその他有価証券で、時価のあるものについての情報を要約すると次のとおりである。

2009年3月31日現在	百万円			千米ドル		
	取得原価	連結貸借対照表 計上額	評価益(損)	取得原価	連結貸借対照表 計上額	評価益(損)
連結貸借対照表計上額が取得原価を超えるもの						
株式	¥24,202	¥189,286	¥165,083	\$246,967	\$1,931,495	\$1,684,528
債券:						
国債・地方債等	1,439	1,548	109	14,687	15,800	1,113
社債	—	—	—	—	—	—
その他	100	100	0	1,020	1,025	5
その他	1,867	2,171	303	19,061	22,160	3,099
小計	27,610	193,107	165,497	281,735	1,970,480	1,688,745
連結貸借対照表計上額が取得原価を超えないもの						
株式	1,572	1,475	(96)	16,048	15,059	(989)
債券:						
国債・地方債等	812	698	(113)	8,290	7,131	(1,159)
社債	2,634	2,473	(161)	26,881	25,238	(1,643)
その他	5,395	5,176	(218)	55,053	52,825	(2,228)
その他	2,070	1,924	(146)	21,127	19,637	(1,490)
小計	12,485	11,749	(735)	127,399	119,890	(7,509)
合計	¥40,095	¥204,856	¥164,761	\$409,134	\$2,090,370	\$1,681,236

2008年3月31日現在	百万円		
	取得原価	連結貸借対照表 計上額	評価益(損)
連結貸借対照表計上額が取得原価を超えるもの			
株式	¥26,744	¥307,502	¥280,757
債券:			
国債・地方債等	2,146	2,337	190
社債	708	767	59
その他	3,095	3,117	22
その他	3,879	5,082	1,202
小計	36,574	318,807	282,232
連結貸借対照表計上額が取得原価を超えないもの			
株式	565	538	(27)
債券:			
国債・地方債等	1,767	1,525	(242)
社債	2,315	2,202	(112)
その他	4,796	4,466	(330)
その他	4,010	3,425	(584)
小計	13,456	12,158	(1,297)
合計	¥50,031	¥330,965	¥280,934

(b) 2009年及び2008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	2008	2009
	百万円		千米ドル
コマーシャル・ペーパー	¥ —	¥ 4,497	\$ —
非上場株式	8,350	10,165	85,205
優先出資証券	—	2,000	—
マネー・マネージメント・ファンド等	10,440	11,539	106,538
ゴルフ会員権	64	96	663

(c) 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(58,503千米ドル)であり、これに伴う売却益は490百万円(5,001千米ドル)、売却損は432百万円(4,410千米ドル)である。

また、2008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6,377百万円であり、これに伴う売却益は85百万円、売却損は172百万円である。

(d) その他有価証券のうち、満期があるものの今後の償却予定額は次のとおりである。

	百万円			
2009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
債券:				
国債・地方債等	¥ 300	¥1,293	¥ 652	¥ —
社債	320	924	73	193
その他	214	1,177	1,672	2,212
その他	233	228	495	—
合計	¥1,069	¥3,623	¥2,894	¥2,406

	千米ドル			
2009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
債券:				
国債・地方債等	\$ 3,071	\$13,198	\$ 6,663	\$ —
社債	3,270	9,435	748	1,972
その他	2,190	12,014	17,066	22,581
その他	2,387	2,329	5,058	—
合計	\$10,918	\$36,976	\$29,535	\$24,553

(e) 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1,805百万円(18,418千米ドル)減損処理を行っている。

(f) 非連結子会社及び関連会社に対する投資の金額は、2009年3月31日終了事業年度において29,743百万円(303,510千米ドル)、2008年3月31日終了事業年度において34,511百万円である。

5.長期借入金及びリース債務

2009年及び2008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。

	2009	2008	2009
	百万円		千米ドル
銀行他の金融機関からの借入金(年利率0.92%~2.01%)			
無担保	¥27,603	¥24,200	\$281,670
	27,603	24,200	281,670
控除:1年内返済額	(2,278)	(2,278)	(23,245)
	¥25,325	¥21,922	\$258,425

2009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
2010年	¥ 2,278	\$ 23,245
2011年	2,278	23,245
2012年	778	7,939
2013年	3,209	32,754
2014年以降	19,059	194,487
合計	¥27,603	\$281,670

2015年に返済期限を迎える長期借入金のうち、7,000百万円(71,429千米ドル)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(2008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、2009年3月31日終了事業年度において26,523百万円(270,645千米ドル)、2008年3月31日終了事業年度において17,479百万円である。

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。

	百万円	千米ドル
リース債務	¥122	\$1,247
控除:1年内返済額	(24)	(249)
	¥ 97	\$ 998

2009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
2010年	¥ 24	\$ 249
2011年	28	291
2012年	26	271
2013年	26	267
2014年以降	16	169
合計	¥122	\$1,247

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、2009年及び2008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。

2009年及び2008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。

	2009	2008
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	8.6	6.2
新鉱床探鉱費の特別控除	(13.7)	(7.8)
受取配当金益金不算入	(4.4)	(3.2)
税務上の繰越欠損金の利用	(13.6)	(2.4)
税務上の損金不算入項目	1.0	0.7
持分法の適用に係る連結調整項目	0.5	(3.0)
評価性引当額の変動	7.0	0.1
その他	(0.8)	(6.2)
法人税等の負担率	20.8%	20.6%

2009年及び2008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。

	2009	2008	2009
	百万円		千米ドル
繰延税金資産:			
海外投資等損失引当金	¥ 2,253	¥ 2,934	\$ 22,992
繰越欠損金	14,097	8,943	143,851
退職給付引当金	2,102	1,934	21,457
役員退職慰労引当金	233	208	2,384
たな卸資産	967	969	9,867
廃鉱費用引当金	1,814	1,199	18,511
その他	8,339	10,635	85,097
小計	29,807	26,826	304,159
評価性引当額	(18,457)	(13,160)	(188,340)
繰延税金資産合計	11,350	13,665	115,819
繰延税金負債:			
探鉱準備金	(9,554)	(10,050)	(97,492)
その他有価証券評価差額金	(59,427)	(101,369)	(606,405)
固定資産圧縮積立金	(161)	(167)	(1,644)
その他	(352)	(511)	(3,596)
繰延税金負債合計	(69,495)	(112,098)	(709,137)
繰延税金資産(負債)の純額	¥ (58,145)	¥ (98,432)	\$ (593,318)

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2009年及び2008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。

	2009	2008	2009
	百万円		千米ドル
退職給付債務	¥(16,474)	¥(16,162)	\$ (168,102)
年金資産	6,687	8,941	68,236
未積立退職給付債務	(9,786)	(7,220)	(99,866)
未認識数理計算上の差異	3,647	1,483	37,223
未認識過去勤務債務	406	464	4,147
退職給付引当金	¥ (5,732)	¥ (5,272)	\$ (58,496)

2009年及び2008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。

	2009	2008	2009
	百万円		千米ドル
勤務費用	¥ 799	¥ 790	\$ 8,154
利息費用	300	301	3,069
年金資産の期待運用収益	(268)	(319)	(2,737)
数理計算上の差異の費用処理額	341	148	3,485
過去勤務債務の費用処理額	58	58	592
その他	59	56	609
合計	¥1,290	¥1,034	\$13,172

2009年及び2008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。

	2009	2008
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2009年及び2008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)

	2009	2008	2009
	百万円		千米ドル
取得価額相当額:			
機械装置及び運搬具	¥1,311	¥1,521	\$13,379
その他	128	210	1,306
合計	¥1,439	¥1,731	\$14,685
減価償却累計額相当額:			
機械装置及び運搬具	¥ 528	¥ 513	\$ 5,393
その他	117	162	1,200
合計	¥ 646	¥ 675	\$ 6,593
期末残高相当額:			
機械装置及び運搬具	¥ 782	¥1,008	\$ 7,986
その他	10	47	106
合計	¥ 792	¥1,055	\$ 8,092

2009年及び2008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271百万円(2,768千米ドル)及び307百万円であり、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2009年4月1日以降の未經過リース料(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
2010年	¥167	\$1,706
2011年以降	625	6,386
合計	¥792	\$8,092

(貸主側)

	2009	2009
	百万円	千米ドル
取得価額:		
建物及び構築物	¥ 54	\$ 557
機械装置及び運搬具	200	2,041
その他	50	517
合計	¥305	\$3,115
減価償却累計額:		
建物及び構築物	¥ 0	\$ 4
機械装置及び運搬具	3	35
その他	1	11
合計	¥ 4	\$ 50
期末残高:		
建物及び構築物	¥ 54	\$ 553
機械装置及び運搬具	196	2,006
その他	49	506
合計	¥300	\$3,065

連結財務諸表に対する注記

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ない。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4百万円(50千米ドル)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2009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
2010年	¥ 58	\$ 601
2011年以降	428	4,376
合計	¥487	\$4,977

(2) オペレーティング・リース取引

2009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
2010年	¥ 77	\$ 791
2011年以降	205	2,100
合計	¥283	\$2,891

10. 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。

2009年3月31日及び2008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。ヘッジ会計を適用しているものは除いている。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。

2009年	百万円			千米ドル		
	契約額等	時価	評価損益	契約額等	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	¥375	¥375	\$20,408	\$3,829	\$3,829
合計	¥2,000	¥375	¥375	\$20,408	\$3,829	\$3,829

2008年	百万円		
	契約額等	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	¥238	¥238
合計	¥2,000	¥238	¥238

商品関連:	百万円		
	契約額等	時価	評価損益
原油スワップ取引			
WTIの変動支払・固定受取	¥2,831	¥3,462	¥(630)
合計	¥2,831	¥3,462	¥(630)

11.偶発債務

2009年及び2008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。

	2009	2008	2009
	百万円		千米ドル
保証債務:			
サハリン石油ガス開発(株)	¥11,627	¥15,020	\$118,643
インベックス北カスピ海石油(株)	3,983	2,826	40,648
従業員	1,191	1,397	12,160
東北天然ガス(株)	1,127	1,174	11,502
合計	¥17,929	¥20,418	\$182,953

12.株主資本等変動計算書情報

(1)配当金支払額

2009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
2008年6月25日 定時株主総会	普通株式	¥1,143	\$11,664	¥20	\$0.20	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	\$11,664	¥20	\$0.20	2008年9月30日	2008年11月28日

2008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
2007年6月25日 定時株主総会	普通株式	¥1,143	¥20	2007年3月31日	2007年6月26日
2007年11月15日 取締役会	普通株式	¥1,143	¥20	2007年9月30日	2007年12月3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

2009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
2009年6月24日 定時株主総会	普通株式	¥1,143	\$11,664	利益剰余金	¥20	\$0.20	2009年3月31日	2009年6月25日

2008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
2008年6月25日 定時株主総会	普通株式	¥1,143	利益剰余金	¥20	2008年3月31日	2008年6月26日

13.研究開発費

2009年及び2008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847百万円(8,649千米ドル)及び1,491百万円である。

14. 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。

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	2009
	百万円	千米ドル
遊休資産:		
北海道勇払鉱場 沼ノ端8号井 建設仮勘定	¥2,275	\$23,223

● 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鉱場の沼ノ端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。

15. 関連当事者との取引

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	千米ドル
資金の貸付	¥3,617	\$36,910
期末残高:	百万円	千米ドル
長期貸付金	¥7,062	\$72,065

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。

2008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Energi Mega Pratama Inc.との主な取引は次のとおりである。

取引:	百万円
増資の引受	¥21,219

Energi Mega Pratama Inc.が行った新株の発行を当社が引き受けたものである。

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。

16.1 株当たり情報

1株当たり利益は、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。

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。

	2009	2008	2009
	円	円	米ドル
当期純利益	¥ 219.77	¥ 351.65	\$ 2.24
純資産	6,486.85	7,696.00	66.19

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

17. キャッシュ・フロー情報

2009年及び2008年3月31日終了年度における、連結財務諸表の勘定残高と現金及び現金同等物の関係は次のとおりである。

	2009	2008	2009
	百万円		千米ドル
現金及び預金	¥27,702	¥27,794	\$282,681
預入期間が3ヶ月を超える定期預金	(6,634)	(1,391)	(67,697)
取得日から3ヶ月以内に償還期限の到来する短期投資:			
売戻し条件付現先	20,466	—	208,841
コマースナル・ペーパー	—	4,497	—
マネー・マネージメント・ファンド他	10,440	11,539	106,539
現金及び現金同等物	¥51,975	¥42,440	\$530,364

18. 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

2009年及び2008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

2009年及び2008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					
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

	千米ドル					
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	\$1,765,199	\$207,890	\$89,436	\$2,062,525	\$ —	\$2,062,525
セグメント間の内部売上高又は振替高	266	—	—	266	(266)	—
売上計	1,765,465	207,890	89,436	2,062,791	(266)	2,062,525
営業費用	1,627,068	154,467	76,328	1,857,863	(345)	1,857,518
営業利益	138,397	53,423	13,108	204,928	79	205,007
資産合計	\$5,260,668	\$165,781	\$90,084	\$5,516,533	\$(409,960)	\$5,106,573

連結財務諸表に対する注記

2008年3月31日終了年度						百万円
	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	¥187,615	¥13,265	¥ 6,758	¥207,638	¥ —	¥207,638
セグメント間の内部売上高又は振替高	36	—	395	431	(431)	—
売上計	187,651	13,265	7,153	208,070	(431)	207,638
営業費用	166,579	13,650	8,217	188,447	(434)	188,012
営業利益	21,072	(385)	(1,064)	19,623	2	19,625
資産合計	¥619,951	¥16,209	¥20,583	¥656,744	¥(35,797)	¥620,946

2009年及び2008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

● 海外売上高

2009年及び2008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。

2009年3月31日終了年度						百万円
	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	
						千米ドル
海外売上高	\$15,255	\$89,436	\$207,890	\$508,527	\$ 821,108	
連結売上高					2,062,525	
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%	

2008年3月31日終了年度						百万円
	東南アジア	東アジア	北米	ヨーロッパ	計	
海外売上高	¥1,799	¥6,758	¥13,265	¥70,124	¥ 91,946	
連結売上高					207,638	
連結売上高に占める海外売上高の割合	0.87%	3.25%	6.39%	33.77%	44.28%	

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

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2009年及び2008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、2009年及び2008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2009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

2009年6月24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

(2009年3月31日現在)

連結子会社	主要な事業の内容	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	80	100.00
白根瓦斯(株)	新潟県燕市、新潟市他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	45,000 (千米ドル)	100.00
Japan Canada Oil Sands Limited	カナダ国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	300,070 (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	3,950	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	1,155	100.00

※ 議決権の所有割合の()内は、間接所有割合で内数です。

持分法適用関連会社	主要な事業の内容	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・イスラム共和国ヘ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	4,000	34.60
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]

※ 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。
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います。

会社概要

(2009年3月31日現在)

社名 石油資源開発株式会社 英文社名 Japan Petroleum Exploration Co., Ltd. (略称:JAPEX) サービスマーク  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 1,678名(連結)	主な事業内容 石油、天然ガス及び地熱資源の探査、開発、販売とこれらに関連しての掘削等の請負事業 主要な事業所 本社、札幌鉱業所、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 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/
---	--

取締役、監査役及び執行役員 (2009年6月24日現在)

代表取締役会長 棚橋 祐治 代表取締役社長代表執行役員 渡辺 修 代表取締役副社長執行役員 鈴木 勝王 代表取締役副社長執行役員 讚良 紀彦 代表取締役副社長執行役員 香田 忠維 専務取締役執行役員 佐藤 弘 専務取締役執行役員 太田 陽一	常務取締役執行役員 市川 信三 常務取締役執行役員 服部 昌樹 常務取締役執行役員 石井 正一 常務取締役執行役員 吉田 恒夫 常務取締役執行役員 揖斐 敏夫 常務取締役執行役員 斉藤 満 常務取締役執行役員 松本 潤一 常務取締役執行役員 小椋 伸幸 取締役 河上 和雄 常勤監査役 藤井 健 常勤監査役 石関 守男 監査役 角谷 正彦 監査役 池田 輝三郎	常務執行役員 中山 一夫 常務執行役員 森谷 信明 常務執行役員 今里 博教 常務執行役員 大和谷 均 執行役員 宮入 誠 執行役員 三樹 正美 執行役員 水野 二三夫 執行役員 井上 圭典 執行役員 兼清 豊比古 執行役員 黒田 徹 執行役員 荻野 清 執行役員 阿部 芳雄 執行役員 檜貝 洋介 執行役員 深澤 光
---	---	--

※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。

※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 (2009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) 発行可能株式総数 120,000,000株 発行済株式の総数 57,154,776株 株主数 18,478名 大株主	株主名簿管理人 みずほ信託銀行株式会社 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)
---	--

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	2,078,998	3.64
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4G)	1,679,300	2.94
日本トラスティ・サービス信託銀行(株)(信託口)	1,350,500	2.36
日本マスタートラスト信託銀行(株)(信託口)	1,053,700	1.84
新日本石油(株)	991,200	1.73
(株)みずほコーポレート銀行	920,152	1.61
新日本石油精製(株)	872,456	1.53



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