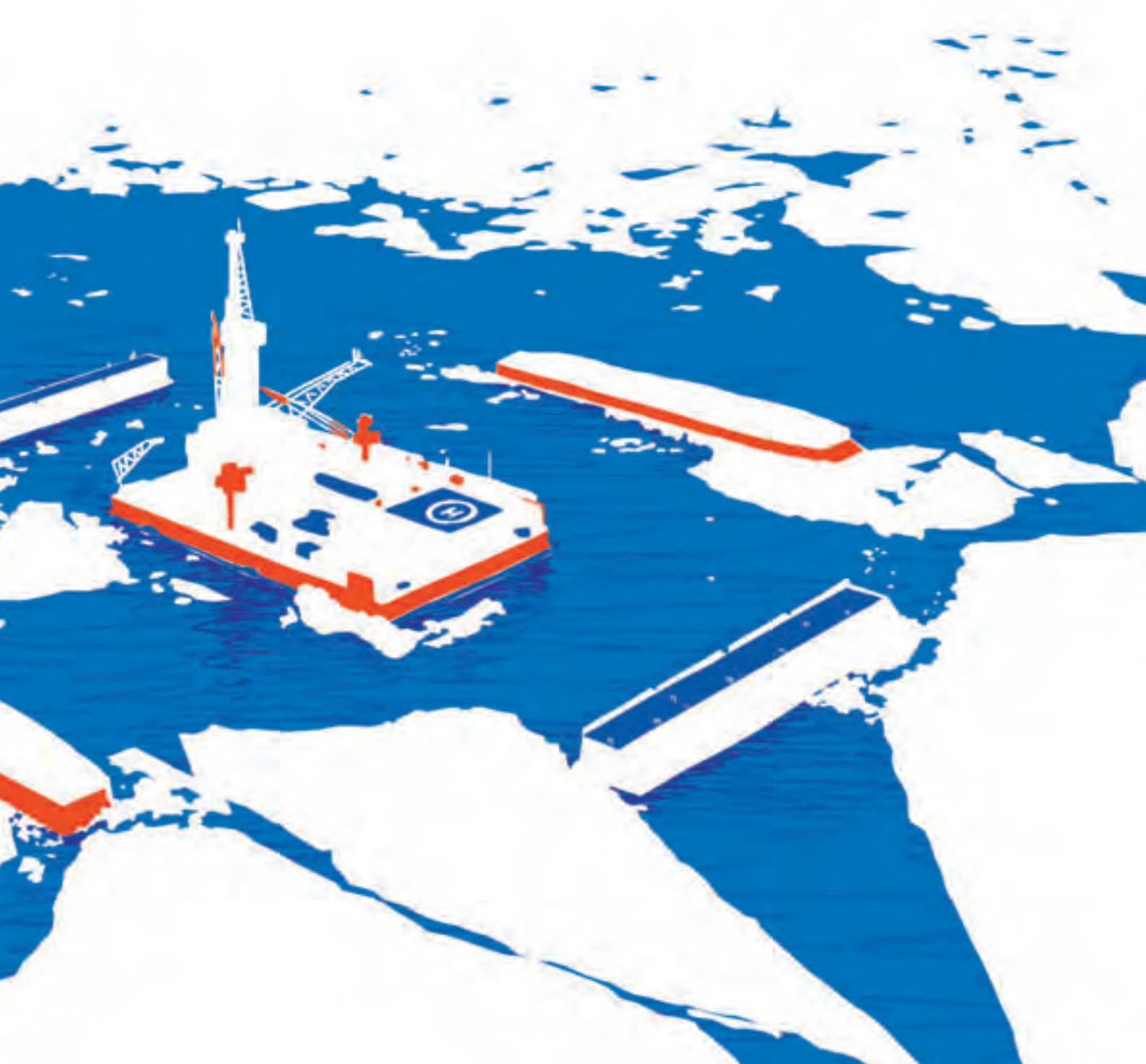


Growth Explorer

Reliable Energy Contributor



免責事項

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

見通しに関する注意事項

本アニュアルレポートは、当社の計画と見通しを反映した、将来予想に関する記述に該当する情報を含んでいます。かかる将来予想に関する情報は、現在入手可能な情報に鑑みてなされた当社の仮定および判断に基づくものであり、これには既知または未知のリスク、不確実性およびその他の要因が内在しています。かかるリスク、不確実性およびその他の要因は、かかる将来予想に関する情報に明示的または黙示的に示される当社の将来における業績、経営結果、財務内容に関してこれらと大幅に異なる結果をもたらす可能性があります。かかるリスク、不確実性およびその他の要因には下記のものが含まれますが、これらに限られるものではありません。

- ・原油および天然ガスの価格変動および需要の変化
- ・為替レートの変動

・探鉱、開発、生産に関連するコストまたはその他の支出の変化

当社は、本アニュアルレポートに掲載される情報（将来予想に関する情報を含む）を、その掲載日後において、更新または修正して公表する義務を負うものではありません。

その他の注意事項

本アニュアルレポートの財務内容に関わる数値は、原則単位未満を四捨五入して表示しています。P.60以降の「地域別プロジェクトの状況」は、原則2013年6月末現在の状況を記載しています。表中の括弧内の数値はマイナスを意味します。

表紙

2014年3月期に生産開始予定のカザフスタン・カシャガン油田(▶ P.65参照)

Annual Report 2013 in 1 minute

▶目次:P.12

国際石油開発帝石(株)

INPEXについて

2013年3月期の主な実績

国内最大手
石油・天然ガスの
開発企業

埋蔵量と生産量

埋蔵量 40.9億バレル
(確認+推定、原油換算)

生産量 40.8万バレル/日
(原油換算)

国内企業最大
豊富な埋蔵量、
生産量を保有

業績と配当

売上高 1兆2,165億円

純利益 1,830億円

配当額 7,000円(1株/年間)

当社の使命
エネルギーの
安定的かつ効率的な
供給の実現

上流事業の持続的拡大

開発・生産案件の取得
(ミルシウス、アンゴラ)

豪州、インドネシアにて
大型LNGプロジェクト
を推進

イクシスLNGプロジェクトの
開発作業進歩

▶イクシスLNGプロジェクト:P.48-55

アバディLNGプロジェクトの
基本設計作業の開始

2020年代前半のネット生産量
日量100万バレルを目標

▶中長期ビジョン:P.40-41

オーストラリア、インドネシア、カナダをはじめ

世界29カ国で 80プロジェクトを推進

アジア・オセアニア地域を中心に、世界各国で
石油・天然ガスのプロジェクトを進めています。

(参加国数、プロジェクト数は2013年6月末現在)



40億バレル&

カザフスタン・カシャガン油田



40 日量40万バレル

当社における2013年3月期の
埋蔵量(確認+推定)は40.9億バレル(原油換算)、
生産量は日量40.8万バレル(原油換算)で、
国内企業では最大の規模です。
2020年代前半に日量100万バレルの
生産規模を目指しています。

On Track On Budget

豪州・イクシスLNGプロジェクトでは、
開発作業が順調に進んでいます。

ATHENA



浚渫船Athena号

ダーウィンにおける浚渫作業の様子





Energy for a Bright Future

国内70年以上の操業実績を生かし、
世界中でプロジェクトを推進しています。



2013 in the world

カナダ・シェールガス
プロジェクト(ホーンリバー鉱区)

秋田県・八橋油田(1940年代撮影)

1940s in Japan



エネルギーを日本へ。

当社は海外で生産する原油・天然ガスの半分以上を
日本へ持ち込んでいます。

国内で生産する天然ガスは、保有する1,400kmの
パイプライン網により関東甲信越地方へ供給しています。





国内の天然ガスパイプライン

建設が進む直江津LNG基地



アニュアルレポート 2013 目次

INPEX Snapshot	002	6 環境・社会・ガバナンス	073
1 ハイライト	013	企業としての社会的責任.....	074
財務・事業ハイライト.....	014	HSEマネジメント.....	076
財務・事業ハイライト(グラフ).....	016	環境対応.....	078
事業トピックス.....	018	人権・人材・ダイバーシティ.....	079
2 経営トップからのメッセージ	021	社会貢献活動.....	080
代表取締役からのご挨拶.....	022	コーポレート・ガバナンス.....	082
経営トップからのメッセージ.....	024	当社の経営体制.....	083
3 市場動向と経営方針	033	内部統制システムと リスクマネジメント.....	086
石油・天然ガス開発のビジネスモデルと 当社の4つの強み.....	034	コンプライアンス、 情報開示体制について.....	088
石油・天然ガス開発のしくみ.....	036	取締役紹介.....	090
中長期ビジョンと投資計画.....	040	7 財務・会社情報	095
Column #1.....	042	財務・経理本部長からのメッセージ.....	096
4 特集	043	12年間の主要財務情報.....	097
特集1 非在来型資源と 再生可能エネルギー.....	045	当社特有の 会計処理・会計方針について.....	100
特集2 イクシスLNGプロジェクトの 進捗.....	048	経営陣による財政状態および 経営成績の検討と分析.....	103
Column #2.....	056	連結財務諸表/ 連結財務諸表の注記.....	110
5 セグメント概況	057	独立監査人の監査報告書.....	129
地域別プロジェクト(セグメント)一覧.....	058	連結子会社および関連会社.....	130
地域別プロジェクトの状況		事業等のリスク.....	132
アジア・オセアニア.....	060	石油・天然ガスの 埋蔵量および生産量について.....	140
ユーラシア.....	064	石油・天然ガス用語.....	144
中東・アフリカ.....	066	索引・単位換算.....	146
米州.....	068	会社情報.....	147
日本.....	070		
Column #3.....	072		

HIGHLIGHTS | 1

ハイライト

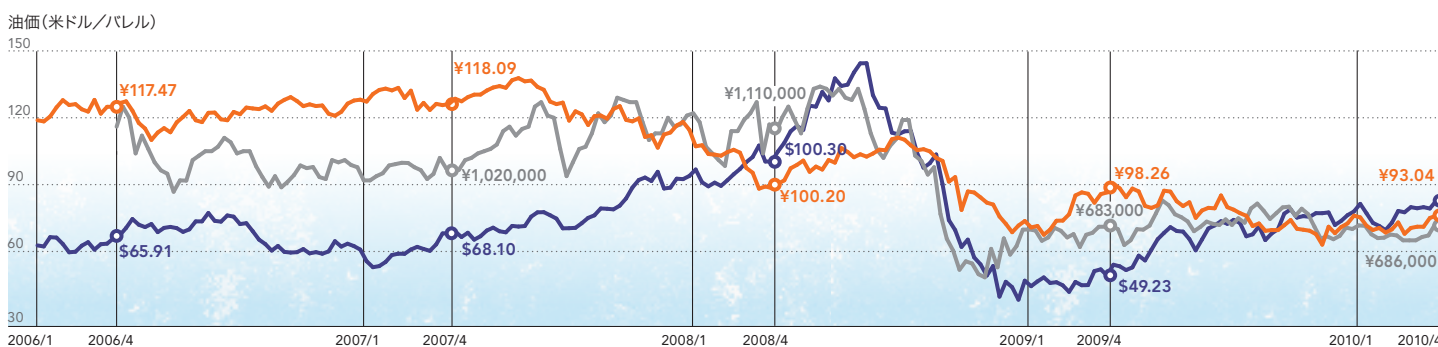


財務・事業ハイライト

3月31日終了の連結会計年度 主な指標の注記はP.97参照

	2007	2008	2009	2010
損益状況(百万円/千米ドル)				
売上高	¥ 969,713	¥ 1,202,965	¥ 1,076,165	¥ 840,427
売上総利益	625,918	812,411	757,127	542,259
営業利益	559,077	714,211	663,267	461,668
当期純利益	165,092	173,246	145,063	107,210
EBIDAX (利払い・償却・探鉱費前利益)	321,790	382,654	275,871	242,543
財政状況(百万円/千米ドル)				
総資産	¥ 1,608,107	¥ 1,807,901	¥ 1,768,045	¥ 2,013,778
自己資本	1,028,895	1,157,371	1,271,123	1,387,500
純有利子負債	(169,667)	(328,353)	(324,109)	(349,211)
キャッシュ・フロー(百万円/千米ドル)				
営業活動によるキャッシュ・フロー	¥ 231,982	¥ 363,995	¥ 230,352	¥ 241,373
投資活動によるキャッシュ・フロー	(209,243)	(261,767)	(240,168)	(251,812)
財務活動によるキャッシュ・フロー	13,794	(45,228)	(46,090)	68,937
現金及び現金同等物の期末残高	189,417	222,270	162,845	216,395
1株当たり情報(円/米ドル)				
1株当たり当期純利益	¥ 70,423.45	¥ 73,510.14	¥ 61,601.60	¥ 45,553.56
1株当たり純資産	436,467.92	491,168.09	540,100.10	589,548.88
1株当たり配当額	7,000.00	7,500.00	8,000.00	5,500.00
配当性向(%)	9.9%	10.2%	13.0%	12.1%
財務指標(%)				
純有利子負債/純使用総資本	(18.6)%	(36.1)%	(31.2)%	(30.6)%
自己資本比率	64.0%	64.0%	71.9%	68.9%
自己資本利益率(ROE)	17.7%	15.8%	11.9%	8.1%
純使用総資本利益率(ネットROACE)	20.4%	21.4%	14.6%	10.5%
株価指標				
期末株価(円/米ドル)	¥ 1,020,000	¥ 1,110,000	¥ 683,000	¥ 686,000
時価総額(億円/百万米ドル)	24,056	26,178	16,108	16,179
株価収益率(PER)(倍)	14.5	15.1	11.1	15.1
株価純資産倍率(PBR)(倍)	2.3	2.3	1.3	1.2
事業データ				
確認埋蔵量(百万バレル(原油換算))	1,770	1,645	1,598	1,475
ネット生産量(日量千バレル(原油換算))	418	423	405	405
探鉱・開発投資(百万円/千米ドル)	217,646	315,684	294,364	235,721

油価・為替・当社株価の推移



2011	2012	2013	2013(米ドル*)
¥ 943,080	¥ 1,186,732	¥ 1,216,533	\$ 12,943,217
608,247	791,289	790,207	8,407,352
529,743	709,358	693,448	7,377,891
128,699	194,001	182,962	1,946,611
274,931	362,597	350,905	3,733,429
¥ 2,680,380	¥ 3,066,398	¥ 3,616,159	\$ 38,473,870
1,996,890	2,179,252	2,481,293	26,399,543
(688,807)	(874,116)	(815,308)	(8,674,412)
¥ 274,094	¥ 320,692	¥ 252,347	\$ 2,684,828
(844,511)	(280,864)	(489,870)	(5,211,937)
548,057	29,294	137,069	1,458,336
182,025	249,233	199,859	2,126,386
¥ 40,832.40	¥ 53,137.93	¥ 50,114.22	\$ 533.19
546,958.90	596,908.99	679,639.63	7,230.98
6,000.00	7,000.00	7,000.00	74.48
14.7%	13.2%	14.0%	14.0%
(48.9)%	(60.7)%	(43.9)%	(43.9)%
74.5%	71.1%	68.6%	68.6%
7.6%	9.3%	7.9%	7.9%
10.8%	16.0%	11.2%	11.2%
¥ 631,000	¥ 559,000	¥ 500,000	\$ 5,320
23,068	20,436	18,279	19,448
15.5	10.5	10.0	10.0
1.2	0.9	0.7	0.7
1,308	2,432	2,188	2,188
423	426	408	408
248,005	243,531	807,988	8,596,532

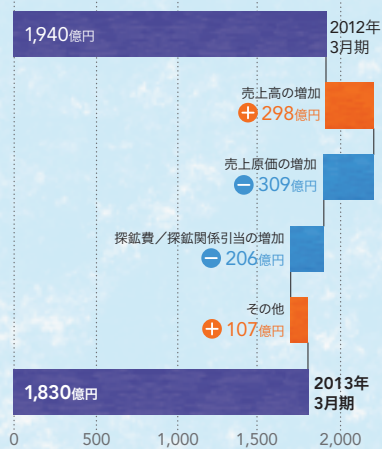
* 円貨から米ドル表示への換算は、単に便宜上、2013年3月末時点の換算レートである1米ドル=93.99円で計算しています。

2013年3月期の当期純利益

1,830億円

売上高は前期に比べ298億円増加しました。また、イクシスLNGプロジェクトの権益譲渡に伴う利益を計上しています。

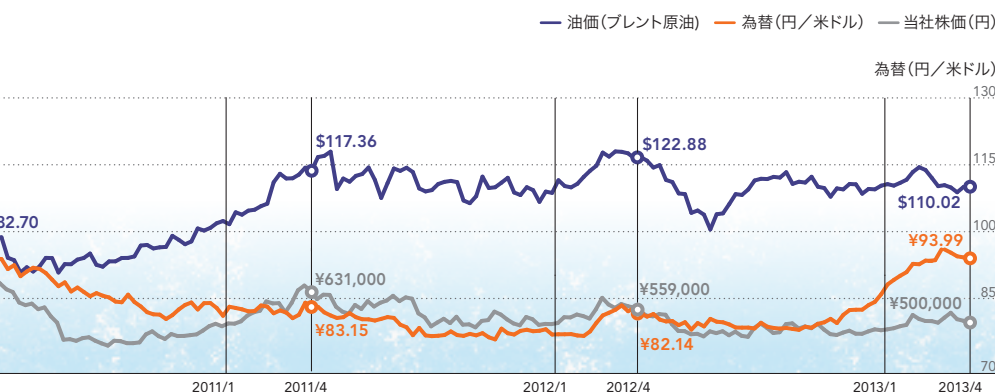
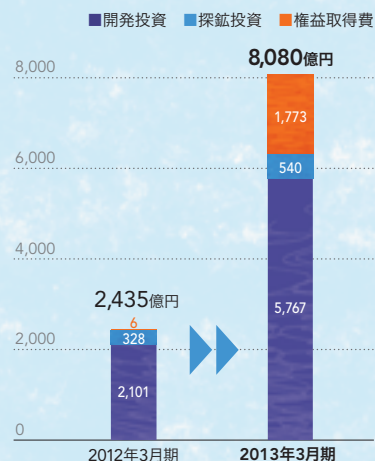
当期純利益増減要因分析



2013年3月期の探鉱・開発投資

8,080億円

当期はイクシスの開発移行に伴う開発投資額の増加に加え、カナダ・シェールガス、豪州プレリウドといった大型プロジェクトの権益取得により、探鉱・開発投資は前期に比べ大幅に増加しています。

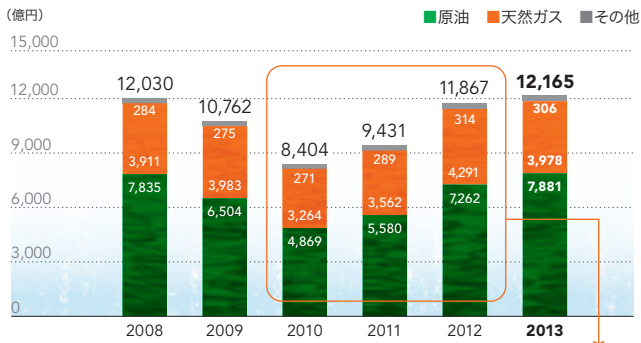


財務・事業ハイライト(グラフ)

3月31日終了の連結会計年度 主な指標の注記はP.97参照

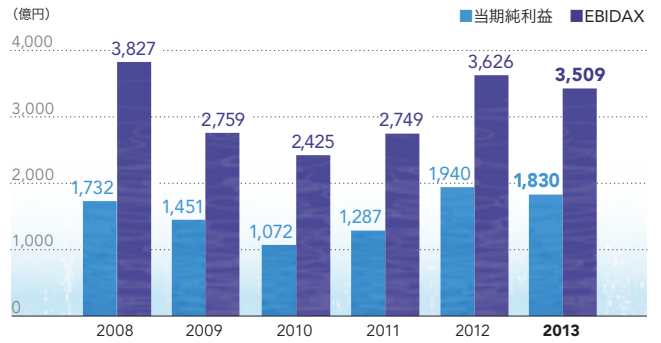
収益性指標 ▶参照:その他の収益性指標、別冊ファクトブック2013 P.08

売上高(製品別)



2010年3月期から2012年3月期にかけて、円高の影響はあったものの主に原油価格が堅調に推移したため、売上高は増加しました。

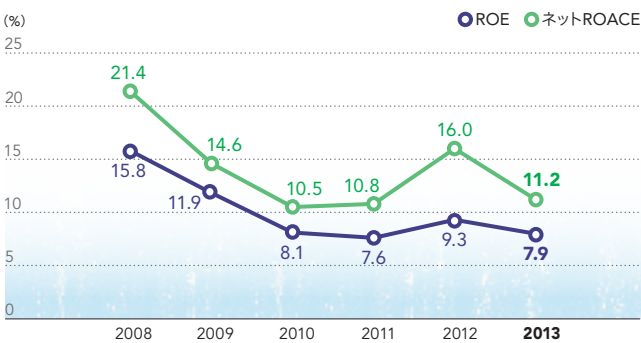
当期純利益、EBIDAX(利払い・償却・探鉱費前利益)



EBIDAXは、資源開発の企業によく見られる指標で、利払い、償却費、探鉱費前の利益です。個々の企業の会計処理方法に左右されず利益をどの程度生み出したかがわかります。

効率性指標 ▶参照:その他の効率性指標、別冊ファクトブック2013 P.09

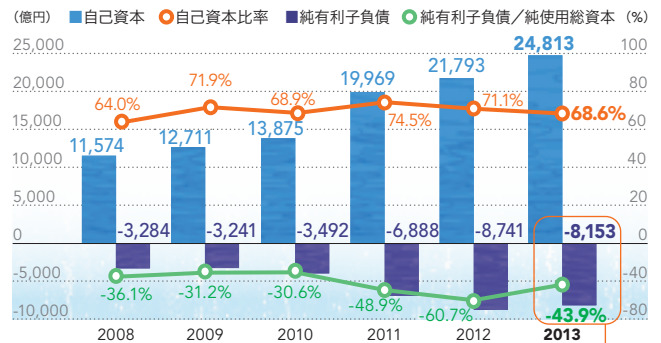
自己資本利益率(ROE)、純使用総資本利益率(ネットROACE)



ネットROACEは、資源開発の企業によく見られる指標で、純資産に純有利子負債を加味した利益率です。当社では純有利子負債がマイナスとなっていることから、ROEよりも高い利益率となっています。

安全性指標 ▶参照:その他の安全性指標、別冊ファクトブック2013 P.11

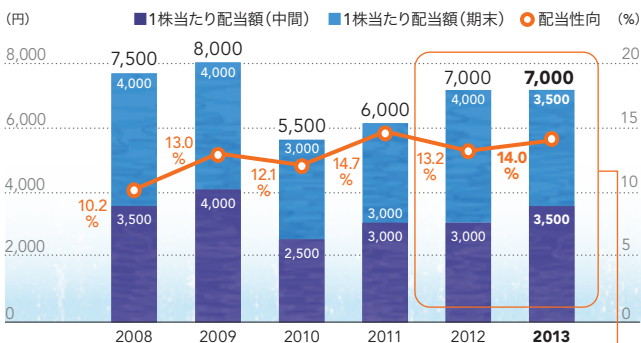
自己資本、純有利子負債、純有利子負債/純使用総資本



有利子負債を上回る現預金や債券などを保有しているため、当社の純有利子負債はマイナスになっており、健全な財務体質を維持しています。

投資指標 ▶参照:その他の投資指標、別冊ファクトブック2013 P.12

1株当たり配当額、配当性向



成長投資のステージにある当社は、中長期的な利益の拡大と株主還元とのバランスを重視しています。

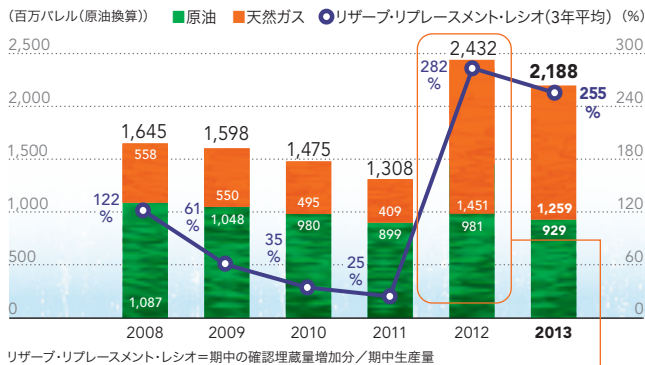
株価収益率(PER)、株価純資産倍率(PBR)



業績・配当ともに安定しているものの、PER、PBRは低い水準に留まっています。当社含め国内鉱業・石油関連株のPER、PBRも同様の傾向にあります。

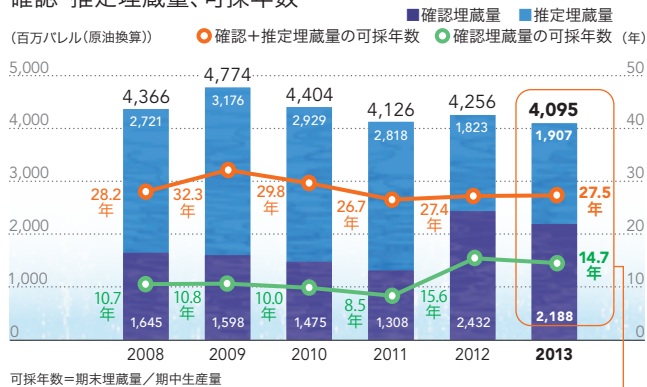
埋蔵量・生産量指標 ▶ 参照: その他の埋蔵量・生産量指標、別冊ファクトブック2013 P.13

確認埋蔵量(製品別)、リザーブ・リプレースメント・レシオ(3年平均)



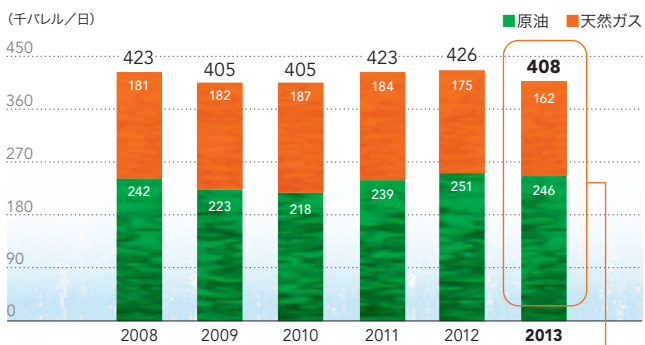
2012年1月にイクシスLNGプロジェクトを最終投資決定し、同年3月末の埋蔵量評価で11.8億バレルが確認埋蔵量に格上げされました。

確認・推定埋蔵量、可採年数



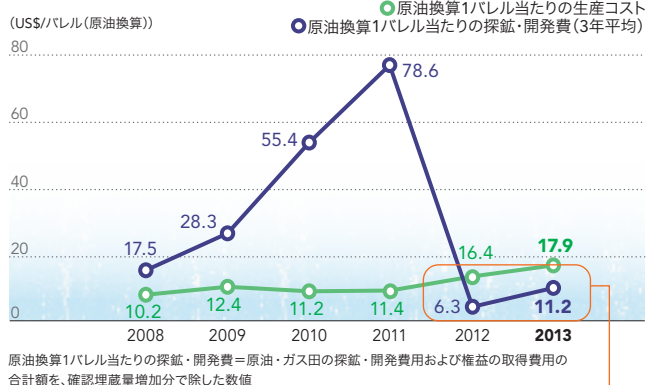
可採年数は、現在の生産量の何年分の埋蔵量を保有しているかを示すものです。2013年3月末では確認埋蔵量だけで14.7年、推定埋蔵量を加えると27.5年の可採年数になります。

ネット生産量(製品別、原油換算)



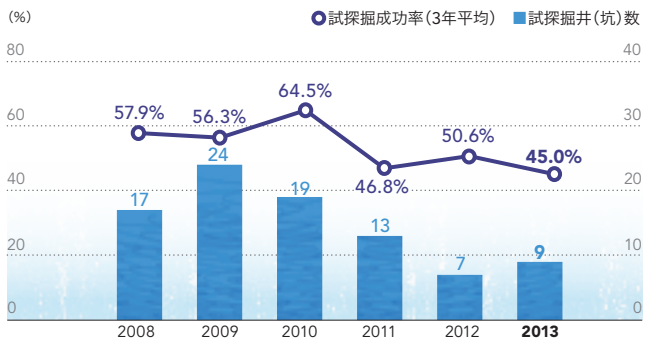
2013年3月期のネット生産量は、ADMA (アドマ) 鉱区を中心とする中東・アフリカ地域の原油生産量の増加があった一方で、マハカム沖鉱区の自然減退などによる天然ガス生産量の減少が見られました。

原油換算1バレル当たりの生産コスト、探鉱・開発費(3年平均)



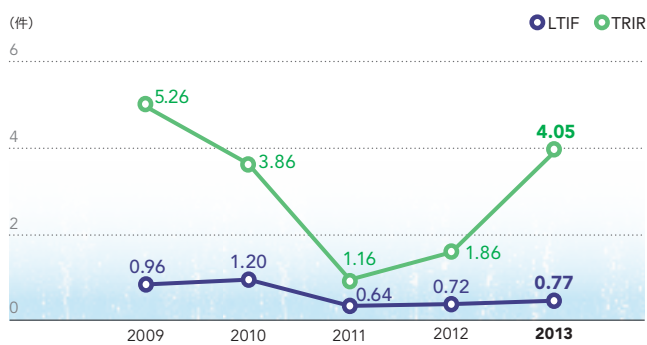
イクシスの推定埋蔵量が確認埋蔵量へ格上げされたため、1バレル当たりの探鉱・開発コストは大幅に数値が向上しています。

試探掘成功率(3年平均)、試探掘井(坑)数



積極的な探鉱投資により、2014年3月期以降の試探掘井数は増加する見込みです。

災害発生頻度 (LTIF、TRIR)



事業トピックス

1

生産・開発アセットの取得

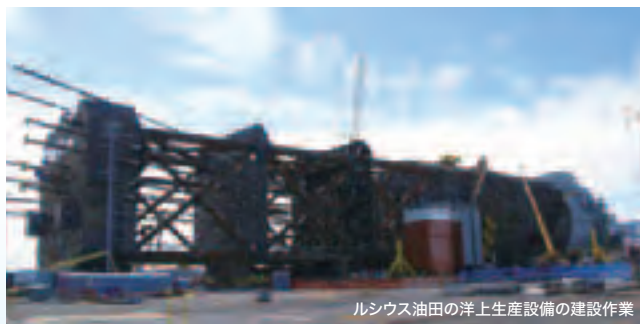
2012年8月 アンゴラ ブロック14鉱区へ参加

アンゴラ共和国沖合ブロック14鉱区の9.99%権益を仏トータル社から取得することに合意しました。本鉱区は沖合約100kmに位置する既発見未開発構造を含む原油生産鉱区で、現在3つの開発区域で生産を行っています。また、今後、探鉱活動や既発見未開発構造の開発を進めていきます。



2012年8月 米国 メキシコ湾のルシウス油田権益を取得

米アナダルコ社から、米メキシコ湾キースリー・キャニオン874鉱区、875鉱区、918鉱区、919鉱区内にまたがるルシウス油田の7.2%権益を取得することについて合意しました。ルシウス油田は2011年12月に開発移行しており、2014年後半の原油および天然ガスの生産開始を目指し、開発作業を進めていきます。



2

探鉱プロジェクトの新規取得

2013年3月期の期初から直近2013年6月までの間に、合計9つの探鉱プロジェクトを取得しました。

2013年5月 南米・ウルグアイ 沖合探鉱鉱区を取得

ウルグアイ沖合の探鉱鉱区Area15鉱区の一部権益を英国独立系タロー社から取得することに合意しました。本鉱区では、2012年12月から3次元地震探鉱作業などの探鉱作業を実施しており、今後も探鉱作業を続けていきます。

2012年10月 英国 第27次公開入札で新規探鉱鉱区を落札

英国の第27次探鉱鉱区公開入札に英セントリカ社およびノルウェーのスタットオイル社とともに参加し、探鉱ブロックを落札しました。今後、探鉱作業を進めていきます。

2013年4月 アフリカ・モザンビーク 沖合探鉱プロジェクトに参加

モザンビーク共和国沖合の探鉱鉱区Area2 & 5鉱区の一部権益をノルウェーのスタットオイル社から取得することについて合意しました。今後、2013年中に試掘井2坑の掘削を実施する予定です。

3

豪州・イクシスLNGプロジェクトの開発作業進捗

2012年12月 プロジェクトファイナンス契約を調印

国内外の輸出信用機関8行および市中銀行24行等との間で、総額200億米ドルのプロジェクトファイナンスにかかる融資関連契約に調印しました。

2013年1月 沖合生産・処理施設(CPF)の起工式を開催

韓国コジェにて、沖合生産・処理施設(CPF)の建造にかかる起工式を開催しました。

2013年2月 建造施設への損害保険手配を完了

建設工事期間中(2016年末まで)における関連建造施設への損害保険の付保を行いました。

2013年6月 沖合生産・貯油出荷施設(FPSO)の起工式を開催

韓国・オクボにて、沖合生産・貯油出荷施設(FPSO)の建造にかかる起工式を開催しました。本起工式の実施をもって、イクシスLNGプロジェクトにかかるすべての主要な施設の建造・建設に着手したことになります。



FPSOの起工式、関係者によるテープカット

イクシスLNGプロジェクトにおける作業進捗の詳細は、
▶特集P.48-55をご覧ください。

4

インドネシア・アバディLNGプロジェクトの進捗

2012年11月

海底生産施設に関する基本設計(FEED)作業を開始

アバディガス田の天然ガスやコンデンセートを生産し、洋上のフローティングLNG(FLNG)に輸送するための海底生産施設について、基本設計(FEED)作業を開始しました。

2013年1月

フローティングLNG施設に関する基本設計(FEED)作業を開始

アバディガス田から生産される天然ガスやコンデンセートを精製・液化・貯蔵・出荷する設備であるフローティングLNGの施設について、基本設計(FEED)作業を開始しました。

2012年5月 イラク

陸上探鉱ブロック10鉱区の落札

イラクの第4次公開入札に露ルクオイル社とともに参加し、ブロック10鉱区を落札しました。また、2012年11月には本鉱区にかかるサービス契約を締結しました。今後、探鉱作業に順次着手していきます。

2013年3月 インドネシア

南マカッサル海域
ウエストセブク鉱区を落札

アラブ首長国連邦のムバダラ社とともに、第二次鉱区公開ラウンドに共同で参加し、南マカッサル海域ウエストセブク鉱区を落札しました。今後、探鉱作業を進めます。

2013年4月

チモール海共同石油開発地域
JPDA11-106鉱区の
契約締結

チモール海共同石油開発地域のキタン油田周辺の探鉱エリアについて、探鉱作業の契約期限を迎えたことから、同探鉱エリアを新規鉱区JPDA11-106鉱区として、新たな生産分与契約を当局と締結しました。引き続き探鉱開発活動を実施していきます。

2012年11月 インド

ベンガル湾深海域の探鉱鉱区を取得

インド石油天然ガス公社(ONGC社)から沖合KG-DWN-2004/6鉱区権益の一部を取得することに合意しました。本鉱区ではすでに探鉱作業が開始されており、現在、試掘井の掘削作業を進めています。

2012年6月 豪州

AC/P36鉱区を取得

豪州・西豪州沖合AC/P36鉱区の一部権益を取得しました。今後、当社がオペレーターとして試掘井の掘削を含む探鉱作業を実施していきます。

2013年6月 豪州

西豪州沖合の探鉱鉱区(WA-494-P鉱区)を落札

鉱区の公開入札において豪州・西豪州沖合のWA-494-P鉱区(探鉱鉱区)の100%権益をオペレーターとして落札しました。近隣にイクシスやプレリウドなど大規模ガス・コンデンセート田が発見・開発されている有望な鉱区です。

5

コーポレート関係の主なトピックス

2012年10月 経営諮問委員会の設置

コーポレート・ガバナンスの強化に向けた具体策の一環として、経営諮問委員会を設置しました。今後、年間2回程度の頻度で開催し、国内外の有識者4名より、国内外の政治経済、エネルギー情勢、CSR 分野などの諸課題について助言・提言を受けていきます。



経営諮問委員会の様子

2013年4月 太陽光発電所「INPEXメガソーラー上越」の竣工

新潟県上越市にて太陽光発電所「INPEXメガソーラー上越」を竣工しました。当社子会社の敷地に最大出力2メガワットの太陽光パネルを設置し、2013年3月より発電を開始しています。



「INPEXメガソーラー上越」の竣工式の様子

組織改編の実施

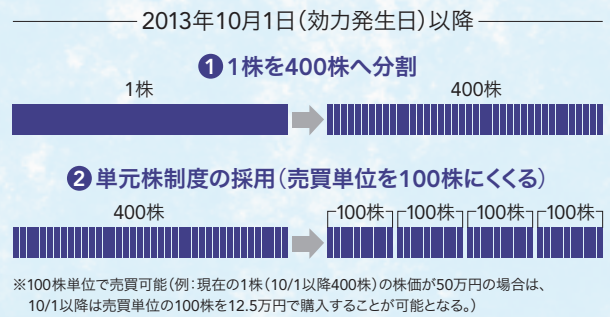
2012年5月、新規海外プロジェクトの開発にかかる基本方針および投資戦略の立案機能の強化を図るため、「新規プロジェクト開発本部」を新設しました。また、2013年6月には、近く竣工予定の直江津LNG基地をはじめとした、国内ガスサプライチェーンにかかる施設を一元的に管理するために、「天然ガス供給本部」を新設しました。同時に、増加する海外上流プロジェクトへ機動的に対応するために、海外事業本部およびユニットの再編を行いました。

2013年5月 米ムーディーズより格付け「A1」を取得

米国の信用格付会社ムーディーズより、新たに、長期発行体格付けとして「A1」(アウトルック「安定的」)の格付けを取得しました。

2013年5月 株式分割、および投資単位の引き下げを発表

2013年10月1日を効力発効日として、普通株式1株を400株に分割し、同時に、単元株式数を100株とします。これにより当社株式の投資単位金額は現在の4分の1となり、個人投資家など幅広い層の投資家が当社株式により投資しやすくなります。



電力削減・ボランティア

国内の事業所で使用電力の削減に取り組んでおり、2012年夏期には、使用最大電力を2010年比で約4割削減できました。また、東日本大震災被災地においてボランティア活動を行っており、震災以降、延べ524名、2013年3月期には214名の当社従業員が参加しました。



ボランティア活動の様子

MANAGEMENT MESSAGE 2

経営トップからのメッセージ



代表取締役からのご挨拶



代表取締役副会長
梶岡 雅俊

代表取締役会長
黒田 直樹

代表取締役社長
北村 俊昭

皆さまには、平素より国際石油開発帝石(株)の事業活動についてご理解とご支援を賜り、誠にありがとうございます。

当社は、石油・天然ガスの開発企業として、現在世界29ヵ国で合計80のプロジェクトを推進し、国内第一の生産量・埋蔵量を有するとともに、世界的にも上流専門企業の中堅へと成長してまいりました。我々は「石油・天然ガスの安定的かつ効率的な供給を通じて豊かな社会づくりに貢献する」—— 具体的には、豪州「イクシス」をはじめとして世界各地の石油・天然ガスプロジェクトを成功させることにより今後もさらなる飛躍を遂げ、総合エネルギー企業への展開・進化を目指しています。

エネルギー安定供給 × 持続的な企業価値の向上

エネルギーを取り巻く事業環境は大きな変化を続けています。世界のエネルギー需要が拡大を続けるなか、従来型の石油・天然ガスに限らず資源の獲得をめぐる動きは激しさを増しており、また、不安定な原油・天然ガス価格や為替相場、安全管理・環境保全の徹底といった点にも適切に対応する必要があります。

アニュアルレポート2013では、**Growth Explorer, Reliable Energy Contributor**をテーマに、この1年間における当社の事業内容や大型プロジェクトの概要などをまとめました。

当社は、株主をはじめとしたステークホルダーの皆さまのご期待にお応えし、企業価値の持続的成長を実現するため引き続き取り組んでまいります。今後とも一層のご理解とご支援をお願い申し上げます。

2013年7月

代表取締役会長

島田 直樹

代表取締役副会長

栢岡 雅俊

代表取締役社長

北村 俊昭

経営トップからのメッセージ



Growth Explorer, Reliable Energy Contributor

代表取締役社長
北村 俊昭

ステークホルダーの皆さまへ

前期は、成長ドライバーである「イクシスLNGプロジェクト」の開発作業が順調に進展したほか、上流権益を積極的に取得するなど各ステージで進捗が見られ、当期純利益も期初見通しを上回る1,830億円となりました。アニュアルレポート2013の経営トップからのメッセージでは、株主・投資家の皆さまのご関心事項に詳しくお答えします。

この1年の経営を振り返る

Q. 前期（2013年3月期）業績、今期（2014年3月期）業績予想、および配当について教えてください。

A. イクシスの権益譲渡益の計上もあり、2013年3月期の当期純利益は1,830億円。2014年3月期は権益譲渡益が無い前提で、当期純利益は1,420億円を見込むものの、配当金は微増を予定。

2013年3月期の当期純利益は、期初見通しを上回る1,830億円となりました。前期業績にはイクシスのLNGバイヤー・パートナー向け権益譲渡益が純利益に約500億円分計上されるなど、イクシスの権益価値が業績にも貢献した形となりました。また配当金については1株当たり年間7,000円とさせていただきます。

2014年3月期の業績予想（2013年8月2日公表）については、売上高はほぼ横ばいを見込んでいますが、先述のイクシス権益譲渡による一過性利益が無くなることなどにより、当期純利益は1,420億円を予想しています。配当金については前期をやや上回る水準（株式分割前の前提で算出すると1株当たり年間7,200円）を予定しています。当社は現在、イクシス、アバディという2つの世界的規模のLNGプロジェクトを推進する成長投資のステージにあることから、中長期的な利益の拡大と株主還元とのバランスを重視していく考えです。

Q. 事業も順調に進捗し、業績・配当水準ともに遜色ない一方で、株価についてはどう見えていますか？

A. 株価はマクロ的な要素にも影響を受けるが、マーケットから適正な評価を受けられるよう、今後もイクシスなど有望プロジェクトのマイルストーンを着実に達成していく。

新興国でのエネルギー需要見通しの下振れを案じる見方があることに加え、北米シェールガスへの期待からエネルギーの供給増も見込まれており、需給バランスの緩和要素がエネルギー価格に先安観をもたらしています。こうした要素が、当社株も含めた世界の資源関連株全体に下押し圧力として影響していると感じています。しかし、詳しく個別銘柄を見れば、有望な開発・生産プロジェクトを保有する企業や、大型LNGプロジェクトが生産開始するなどの「果実」がある企業に対してはマーケットは素直に反応し、株価が堅調に推移しています。

当社の「果実」については、まず今期に大型油田カシャガン（カザフスタン）の生産開始や、昨年権益を取得したアンゴラブロック14鉱区から通期の生産貢献があります。さらに、来年後半には米メキシコ湾ルシウス油田が生産を開始する予定です。最も大きな果実となる蒙州イクシスLNGプロジェクトも生産開始に向けて着実かつ円滑に開発作業を進めるとともに、その順調な進捗をマーケットに適宜お示ししていきます。こうして一つひとつ収穫した果実を積み上げていくことで、当社の株価が適正な水準で評価されることを期待しています。

Q. 株式分割と投資単位の引き下げについて教えてください。

A. より投資しやすい株価水準に向けて環境を整えた。

当社は2013年10月1日付で、普通株式1株を400株に分割すると同時に、単元株制度を採用し普通株式の単元株式数を100株といたします。これにより、現在の4分の1の価格で1単元株を取得いただけるようになります。以前から、特に個人投資家の皆さまより、当社株への最低投資単位が高いとのこと意見をいただいております。投資家の皆さまが当社株に投資しやすい環境を整えることで、株式の流動性が増し、当社株価の適正評価にもつながると考えております。

経営の振り返り～主要プロジェクトの動向

Q. インドネシア・マハカムプロジェクトの生産動向はいかがでしたか？

A. 減退対策を講じた結果、生産減退に歯止めがかかった。

マハカムはイクシスが生産を開始するまでの間、当社の収益の柱となるプロジェクトです。すでに40年以上にわたり生産を続けているこのプロジェクトは、2011年から生産量が減退しはじめました。2012年3月期にはこの自然減退に加え技術的トラブルがあり前期比で約2割減退しましたが、追加開発などの対策を講じた結果、昨年秋頃より減退に歯止めをかけることができました。今後の生産減退率についても緩やかなレベルに留まるものと見ています。

Q. 豪州イクシスLNGプロジェクトの進捗はいかがですか？

A. プロジェクトファイナンス契約の締結で資金調達が確実となった。開発作業もスケジュール、コスト両面で当初の計画通りに進捗している。

イクシスは、当社の中長期の成長ドライバーとして重要なプロジェクトです。2000年のガス・コンデンセート発見から10年超の時間をかけて入念な準備を行い、昨年1月に最終投資決定にこぎつけました。そして同年12月には、イクシスの開発向けに、総額200億米ドルという世界最大規模のプロジェクトファイナンス契約を締結し、資金調達の面でも大きな前進を果たしました。私自身、世界の輸出信用機関8行、市中銀行24行の計32行から成る銀行団と長期にわたって調整・協議を重ねてきましたが、無事契約締結に至ったことは、金融のプロからもこのプロジェクトに対する信任を得られたものと考えています。

開発作業も、スケジュール、コストの両面で当初の計画に沿った形で進んでいますが、生産開始までの今後3年強が、まさに当社にとってオペレーターとしての真価が問われる重要な時期だと思っています。この緊張感と責任の重さを胸に、従業員ともども一丸となって日々真摯に取り組んでいきます。

Q. アバディLNGプロジェクトの進捗はいかがですか？

A. 前期に基本設計(FEED)作業を開始。複数の企業連合に発注することで、競争環境をつくり、クオリティの維持を図っている。

アバディは、イクシスと並ぶもう一つの大型LNGプロジェクトですが、こちらも昨年11月から今年1月にかけて施設の基本設計(FEED)作業を開始するなど順調に進捗しています。FLNG施設のFEED作業については、作業など成果の質をできるだけ向上させるために競争環境をつくり、日揮と伊サイベム社のそれぞれが主導する二つの企業連合に発注しました。また、2011年に石油メジャーのシェル社を本プロジェクトのパートナーに迎え入れたことも功を奏しており、FEED作業を含めた多様な場面で、以前よりスピード感が増したと感じています。

イクシスの開発作業も、スケジュール、コストの両面で当初の計画に沿った形で進んでいます。生産開始までの今後3年強が、まさに当社にとってオペレーターとしての真価が問われる重要な時期だと思っています。

INPEX中長期ビジョンの進捗について

2

経営トップからのメッセージ

Q. 中長期ビジョンの初年度は、どのような1年でしたか？具体的な進捗を教えてください。

A. ビジョンに掲げた内容を全力で進めることができた“ジャンプ・スタート”の1年。特に、上流事業で果敢な取り組みを推進した。

5年後そしてその先の10年を見据えた中長期ビジョンの初年度にあたる前期は、想定した事項をすべて推し進めた“ジャンプ・スタート”の1年でした。中でも第一の柱として掲げた「上流事業の持続的拡大」には積極的に取り組み、ビジョン策定(昨年5月)以降の1年2ヵ月で10件以上の上流権益を取得するに

至りました。第二の柱である「ガスサプライチェーンの強化」についても、新潟県の直江津LNG基地の建設が順調に進み、現在、稼働開始に向けた最終調整段階に入っています。また、今年6月には同基地向けのLNG船新規造船・保有および定期備船契約を締結しています。第三の柱、「再生可能エネルギーへの取り組み強化」に関しては、新潟県にある当社製油所跡地の遊休地にメガソーラー（大型太陽光発電所）を建設し今年3月より発電をはじめたほか、北海道と秋田県で進める地熱プロジェクトでは、第1段階である地表調査が完了し、今期は第2段階となる3坑の調査井を掘削します。



権益の取得方針・戦略

- ・3.5兆円の投資計画枠内
- ・ハードルレート (IRR10-15%)
- ・ターゲット地域 (コア・エリア、ホット・エリア、フロンティア・エリア)

Q. 1年余りの期間に、多くの上流事業の権益を取得できた要因は何ですか？

A. イクシスLNGプロジェクトの開発作業に着手したことで、当社に対する国際的な信頼度が増したことが大きい。

世界に1,000社以上ある石油開発会社のなかでも、財務面や技術面などでの信頼性が求められるLNGオペレーターは10社程度に過ぎません。イクシスはまだ開発作業をはじめた段階ですが、当社がこのプロジェクトでLNGオペレーターを務めていることで、当社に対する国際的な信頼度が増し、世界中の石油会社から「INPEXをパートナーにしたい」とお声がけいただく機会が格段に増えました。このことが、多くの優良な権益を取得できた最大の要因だと考えています。

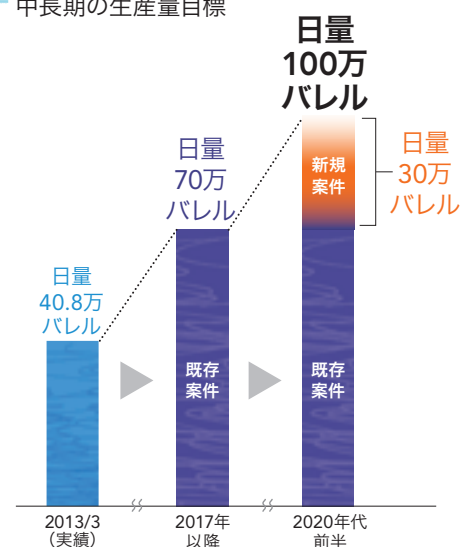
Q. 権益を取得するかどうかの判断は、どのような方針・戦略で行っているのでしょうか？

A. 成長戦略にかなっていることを前提に、財務面、経済性、地域特性などを検討した上で判断している。

当社は中長期の生産量目標として「2020年代前半に日量100万バレル(原油換算)」を掲げています。既存のプロジェクトだけで、2017年以降に生産量は日量70万バレル(原油換算)まで増加する見込みが立っていますので、新規に取得する権益は残る30万バレルを埋めるものとなります。この中長期の成長戦略にかなっていることを前提とした上で、3.5兆円の投資計画枠内で、IRR(内部収益率)15%を目標に、戦略的な

プレミアムがある場合でも最低10%程度の確保というハードルレートを設定しています。加えて地域特性も考慮します。当社ではターゲットとする戦略地域を、コア・エリア、ホット・エリア(有望地域)、フロンティア・エリアの3つに分類しています。コア・エリアは、長年当社の主力地域として実績を確立し、ノウハウも蓄積してきたインドネシアや豪州が中心であり、参入時には既存の施設が利用できるなどのシナジーが期待できます。ホット・エリアは埋蔵量のポテンシャルが高い地域で、具体的にはアフリカ諸国、ブラジル、メキシコ湾などが該当しますが、参入コストが高いことから財務面・経済性を慎重に検討する必要があります。フロンティア・エリアはこれまで開発されていない地域を指し、具体的には、ロシア極東、北極海、南米などがそれに当たります。ただし、ここはかなり長い目で見た将来性に期待する地域であり、探鉱プロジェクトが中心となります。

中長期の生産量目標



世界に1,000社以上ある石油開発会社のなかで
LNGオペレーターを担うのは10社程度。
イクシスはまだ開発段階ですが、
このプロジェクトでLNGオペレーターを務め、
当社への国際的な信頼度が増しました。

エネルギー開発の事業環境

Q. アジアにおける天然ガスを取り巻くマクロ環境をどのように認識していますか？

A. 中長期的に天然ガスの需要は旺盛。それに対する新たな供給ポテンシャルもあるが、本格的な供給に至るまでのハードルは高い。

マクロな事業環境について、短期的には、米国内の天然ガス生産量が増加したことで、従来米国向けとされていたLNGが米国外のマーケットに出回るという影響が出ています。一方、中長期的には、インドや中国、ASEAN諸国を中心にアジアでのLNG需要が高まっていくなかで、その供給ソースとして3つのポテンシャルが期待されています。ひとつは豪州など既存の供給国からの新規のLNG供給、もうひとつはモザンビークなど新たな地域からのLNG供給、そして3つ目は北米のシェールガスをLNG化して供給することです。ただし、これらの供給ソースの大部分は現時点でプロジェクトとして最終投資決定に至っておらず、開発プロジェクトとして立ち上がり、本格的な供給に至るまでには越えるべきハードルがそれぞれにあるように感じています。

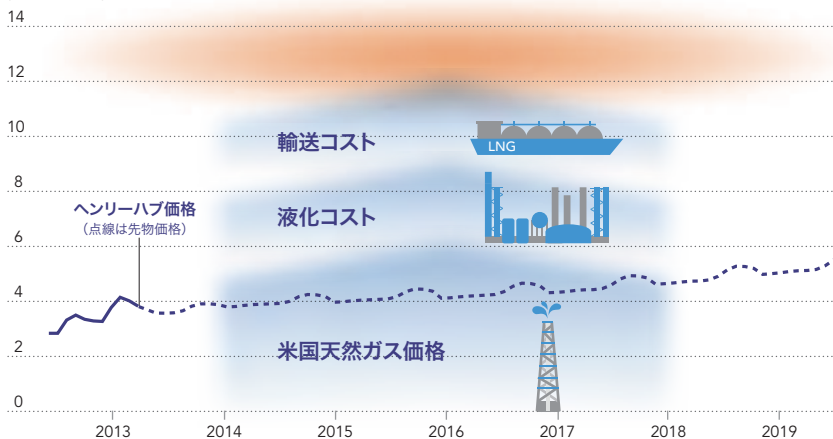
Q. 「越えるべきハードル」に関連して、いわゆる「シェールガス革命」が既存のLNGプロジェクトにどのような影響を与えますか？

A. シェールガスのLNG化にもハードルはある。シェールガスの生産拡大路線やLNG化による大量輸出については、米国において慎重な見方がある上、価格面でも通常のLNGプロジェクトと大きな差はないと想定。

北米のシェールガスに関しては昨今「革命」と呼ばれるほど耳目を集めています。今後の生産拡大やLNG化による大量輸出の可能性については、少し慎重に見ていく必要があると思います。LNGの輸出には米国内産業への影響を懸念した慎重な意見も多く、LNGとして実際に日本やアジアへ輸出される量は明確ではありません。米国天然ガス価格は、2013年に入り、百万Btu当たり一時4米ドル台へ上昇しており、アジア向けの輸出が想定される5年後の先物価格は5米ドル/百万Btuを超えています。これに、液化するコストおよび海上輸送コスト（合計約7米ドル/百万Btuを想定）を加えると、原油価格にリンクした通常のLNGプロジェクトとの価格差はあまりないこととなります。これらを踏まえると、シェールガスが既存のLNGプロジェクトに取って代わるようなことはなく、どちらも個々の良質なプロジェクトのみが競争に勝ち残っていく流れになると思います。

米国産シェールガスをLNG化しアジア向け輸出を想定した価格見通し

(米ドル/百万Btu)



Q. では、供給力のある良質なLNGプロジェクトの条件は何ですか？

A. 地理的な特殊性を考慮し、「安定供給が実現可能なプロジェクト」として認識されることが重要。

LNGプロジェクトの立ち上げは巨額の投資を伴います。その投資資金を調達するには金融機関から信任を得る必要があります。また、LNGバイヤーから信頼を勝ち取ったうえで、長期のLNG販売契約を結び、投資回収の目途を立てなければそもそもプロジェクトとして立ち上がりません。それに加え、日本を含めた東アジアの各国は、輸入する天然ガスのほぼ全量をLNGに依存しているという地理的な特殊性を考慮する必要があります。こういったLNG以外の代替手段を持たない国にとっては、価格の妥当性ととも、「LNGの安定的な供給が見込めるかどうか」といったプロジェクトの確実性が特に重視されます。つまり、LNGバイヤーから安定供給の面で信頼できるプロジェクトと認められることが、良質なプロジェクトの条件であると考えます。

価格の妥当性ととも、
「LNGの安定的な供給が見込めるかどうか」といったプロジェクトの確実性が特に重視されます。

Q. 今年1月のアルジェリアでのテロ事件は記憶に新しいですが、カントリーリスクにはどのような考え方で対処しますか？

A. エネルギー開発事業をする上で、カントリーリスクを完全に排除することは難しい。現地の生の声を盛り込みながら頻繁にセキュリティリスク評価を見直している。

あの非常に痛ましい事件は、世界各地でエネルギー開発事業を展開することのリスクをまざまざと感じさせるものでした。資源開発という使命を担っている以上、カントリーリスクとは常に向き合っていかなければなりません。当社では、現地を最も良く知る駐在員や現地スタッフなどの生の声を盛り込みながら、年2回の頻度でセキュリティリスクに関する評価を見直し、プロジェクトに従事するすべてのスタッフの安全確保に最善を尽くしています。

Q. 安定供給の観点から、国内のエネルギー資源も注目されます。国内の石油・天然ガス資源のポテンシャルはいかがですか？

A. この2年間で国内の有望地域を洗い出した。今年からいよいよ具体的な探査作業に入る。

量は限られるものの、国内には石油・天然ガスの有望地域がまだまだ存在しており、また、国内の資源開発は、海外プロジェクトにはつきものの為替リスクやカントリーリスクを排除できるメリットがあります。当社では過去2年間かけて国内の有望地域を徹底的に洗い出しました。この作業結果を踏まえて、今年からいよいよ具体的な探査作業に入ります。

国内の石油・天然ガス開発に70年以上の操業実績がある当社は、国内事業部門でも国内最大手といえます。今後も、技術力、資金力、経験を生かして国内の石油・天然ガス開発に継続的に取り組みます。

ステークホルダーとの関係

Q. ステークホルダー、特に株主・投資家との関係はいかがですか？

A. 株主・投資家の皆さまとの継続的なコミュニケーションをこれまで以上に重視していく。

石油・天然ガス事業は、リスクも大きく、時間的にも非常に長期にわたるため、事業パートナーとの相互の信頼・尊重を通じて価値観を共有しながらプロジェクトを推進することが重要です。また、そうした関係を構築できていれば、困難に直面した際にもパートナーと足並みをそろえて対処していくことができます。株主・投資家の皆さまとも、このような事業パートナーに近い長期にわたる信頼関係を築いていきたいと考えています。

当社は、近年の事業拡大もあり、株主・投資家の皆さまと会社側との間で共有されるべき情報量が増大してきていると感じています。そのような状況だからこそ、「当社の経営状況を皆さまへ丁寧にお伝えする——その上でディスカッションを通じて率直なご意見をいただく——そして、それを持ち帰り、経営に反映していく」というプロセスを大事にしなければならないと考えています。私は、年2回の決算説明会と、少なくとも年1回の個人投資家向け会社説明会に参加するとともに、毎年2回は機関投資家とのIRミーティングを目的に海外出張するなど、直接的なコミュニケーションの機会を大切にしています。今期についても、積極的に情報を開示し、ディスカッションをさせていただく予定です。

**株主・投資家の皆さまとも、
長期にわたる信頼関係を
築いていきたいと考えています。
今後も継続的なコミュニケーションを
重視していきます。**



今後の見通し

Q. 2014年3月期は会社をどのようにリードしていきたいですか？

A. 会社全体としては堅実に前進する1年に。良質なプロジェクトを積み上げていきたい。


“ジャンプ・スタート”を切った前期に続く今期は、生産を開始するカシャガン油田や、通期を通じて生産貢献するアンゴラブロック14鉱区など、個々のプロジェクトで動きはありますが、会社全体としては堅実に前進する1年にしていきます。業績予想や配当は冒頭申し上げた通りです。注目のイクシスは今期に開発作業の2年目に入り、いよいよプロジェクトも中盤にさしかかりますが、今後もスケジュール通り、安全・着実に進めていきます。なお、こうした既存プロジェクトにおける堅実な取り組みに加え、これまでに取得した探鉱プロジェクトで大きな成果が見られる場合には、また違った世界が広がる可能性があります。

昨年のアニュアルレポートでは、「イクシスをはじめとした各プロジェクトで評価される実績を積み重ねれば、当社の国際的な信用力が増し、その結果、多くのプロジェクトにパートナーとして参加する機会が拡大する」と申し上げましたが、実際にイクシスの開発作業に移行してみると、プロジェクトへの参入機会が格段に増えてきました。エネルギー開発のプロジェクトは「生き物」ですから、突然現れた有望な鉱区には、豹のように俊足で追いかけて獲りにいく必要がありますが、一方で同時に、地道な作業を牛のように一步一步進める側面も求められています。今後、イクシスをはじめとした各プロジェクトを着実に進めつつ、良質なプロジェクトを積み上げていくことで、今まさに肌で感じている「成長の好循環」の輪をさらに大きく回し、企業としての持続的成長を遂げたいと思っています。

2013年7月

代表取締役社長

北村 俊昭



「成長の好循環」の輪をさらに大きく回し、
企業としての持続的成長を
遂げたいと思っています。



MARKET TREND AND MANAGEMENT POLICY

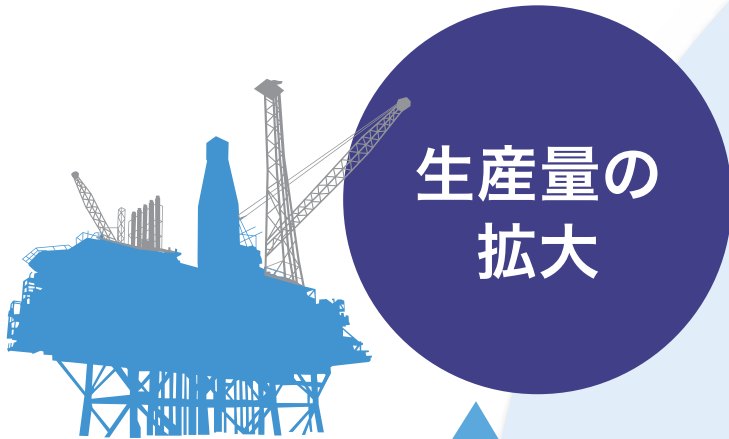
3

市場動向と経営方針



石油・天然ガス開発のビジネスモデルと当社の4つの強み

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



生産量の
拡大

大型LNGプロジェクトの オペレーター

イクシス

アバディ

当社は、世界でも有数の規模となる2つの大型LNGプロジェクト「イクシス」(豪州)、「アバディ」(インドネシア)を日本企業ではじめてオペレーター(操業主体)として取り組んでいます。両プロジェクトから生産されるLNGは、合計で日本の年間LNG輸入量の1割を超える大規模なもので、当社の企業価値向上に貢献する最重要プロジェクトとして注力しています。

豊富な埋蔵量・資源量

40.9億バレル
(確認+推定、原油換算)

石油・天然ガスの上流事業を展開する上で、企業価値の源泉となる埋蔵量と資源量は極めて重要な要素です。当社は、日本企業で最大の確認埋蔵量を保有し、推定埋蔵量を加えた「確認+推定埋蔵量」は約40.9億バレル(原油換算)に達しています。また、可採年数は、確認埋蔵量で14.7年、推定埋蔵量を加えると27.5年となります。さらに、推定埋蔵量に含まれない豊富な予想埋蔵量および条件付資源量も保有しており、中長期的な確認・推定埋蔵量の拡大を見込んでいます。



埋蔵量の
増加

ガスサプライチェーン

国内天然ガスパイプラインネットワーク
1,400km

当社は、直江津LNG基地の完成を機に、国内および海外の天然ガス資産と国内のマーケットを連結させることができる、約1,400kmの国内天然ガスパイプラインネットワークを保有しています。今後、大型LNGプロジェクトとの結合によりグローバルなガスサプライチェーンを構築し、付加価値の向上を図ります。現在は、2014年初の稼働を目指して直江津LNG基地（新潟県）の建設工事を進めているほか、2014年末に供用開始予定の富山ライン（富山県）の建設を進めています。

販売による
収益の計上

強固な財務基盤

自己資本比率： 純有利子負債比率：
68.6% マイナス43.9%

石油・天然ガス開発事業はリスクが高く、また、資金を要する投資機会に迅速に対応することが求められるため、健全な財務体質と手元資金の確保が必要不可欠です。当社は、2010年8月に実施した公募増資などにより、優れた財務健全性を確保しており、2013年3月末の自己資本比率は68.6%、純有利子負債／純使用総資本はマイナス43.9%（有利子負債を上回る現預金・国債等を保有）であり、石油メジャーを含む海外同業他社と比較しても、健全な比率を示しています。

積極的な
探鉱・開発
投資



石油・天然ガス開発のしくみ

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

鉱区の取得

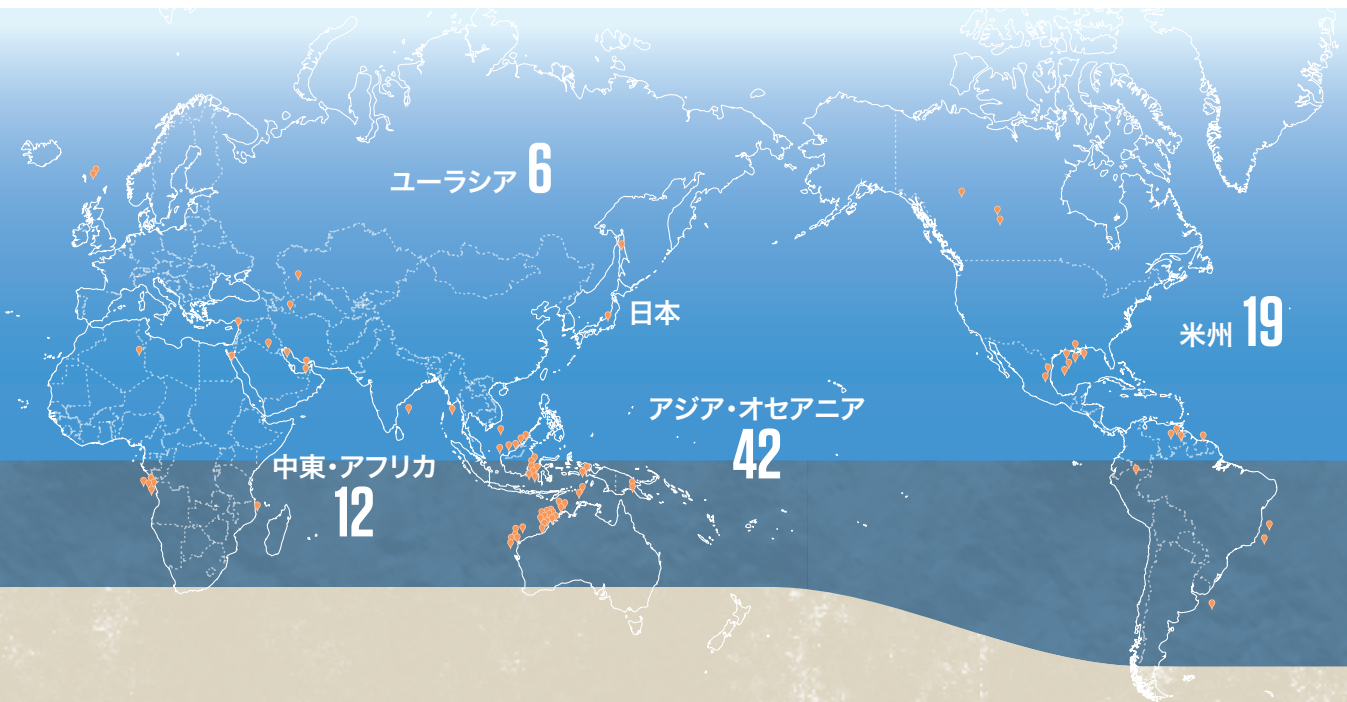
原油・天然ガスの存在が見込まれる地域に関する法制、カントリーリスクなどの各種情報収集を行い、鉱業・探鉱開発権の申請・入札や、探鉱開発のための契約締結を行います。



契約の調印式

当社が参加するプロジェクト (2013年6月末現在)

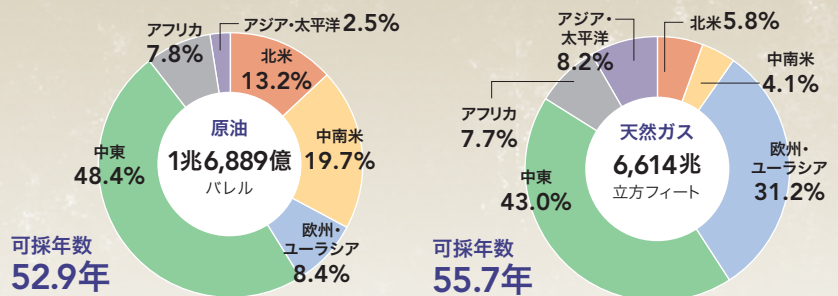
世界29カ国、80プロジェクト



世界の埋蔵量と可採年数 (2012年末時点)

世界の確認埋蔵量は、原油が約1.7兆バレル、天然ガスが約6,600兆立方フィートとなっています。地域別では中東地域が最も多いですが、原油は中南米や北米、天然ガスは欧州・ユーラシアにも多くの確認埋蔵量があります。

原油・天然ガスの確認埋蔵量と可採年数



出典:「BP Statistical Review of World Energy 2013」

探鉱

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



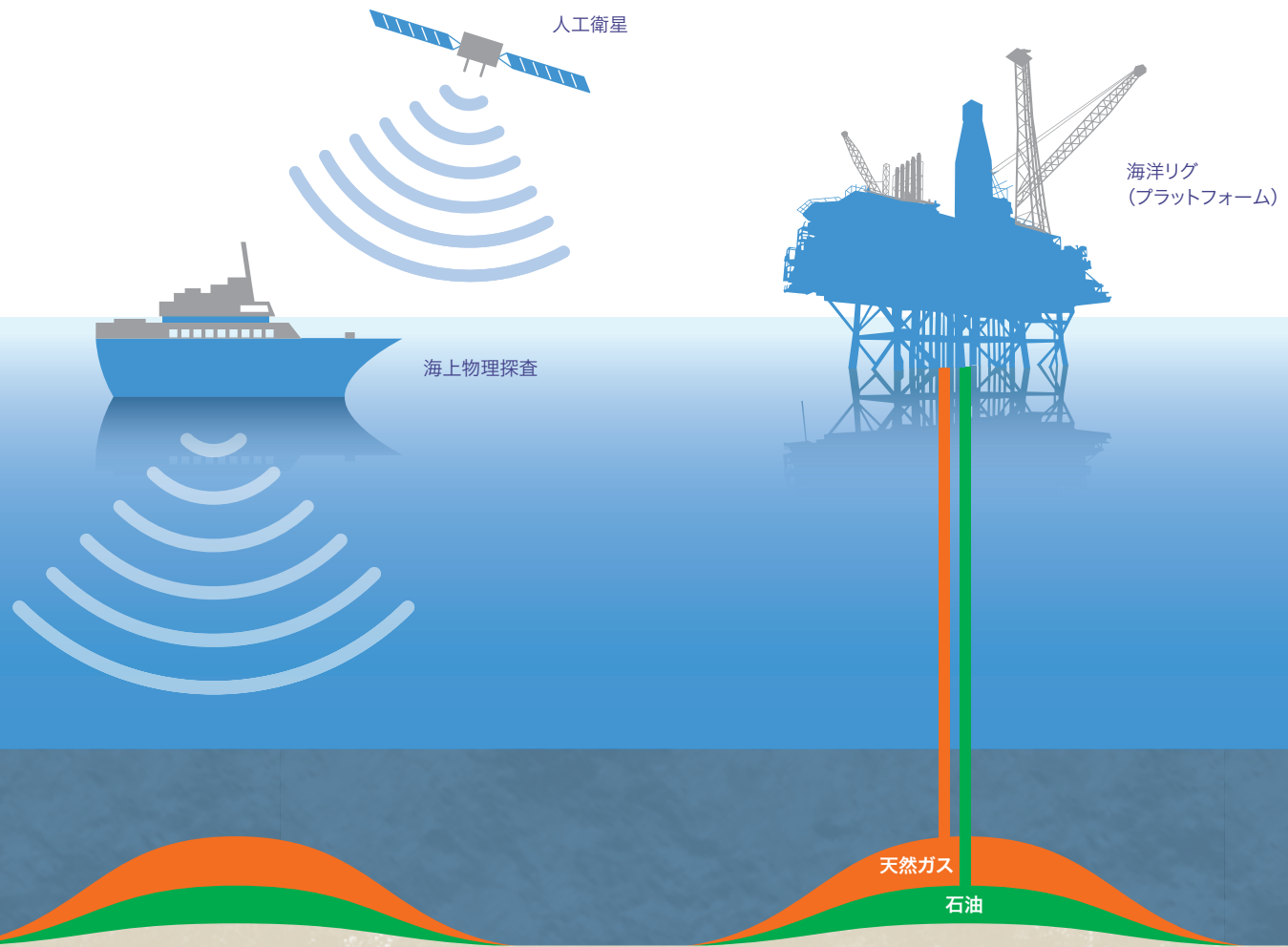
物理調査

評価

原油・天然ガスの存在が確認された場合、油・ガス田の広がりを調査するための「評価井」を掘削し、埋蔵量を評価します。さらに、採算性の検討など、商業生産の可否を判断します。



評価井の掘削

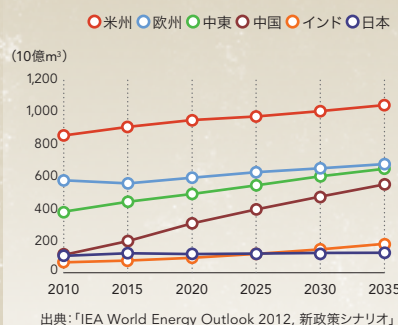


世界のエネルギー需要

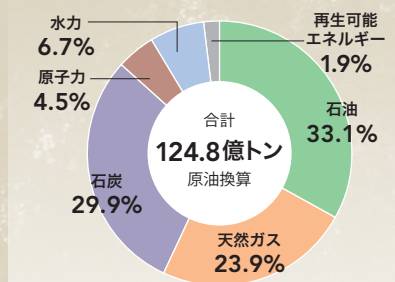
世界の一次エネルギー消費量において、石油と天然ガスがエネルギー源の半分以上を占めています。

世界のエネルギー需要は、中国やインドといった新興国を中心に、今後、さらに拡大する見通しです。特に天然ガスは世界の主要地域でいずれも需要が大きく伸びる見通しです。

世界の主な地域別天然ガス需要



世界の一次エネルギー消費量(2012年)



開発

原油・天然ガスを生産するための「生産井」を掘削するとともに、必要に応じてガスの処理施設、輸送パイプラインなど、生産・出荷に必要な設備を建設します。



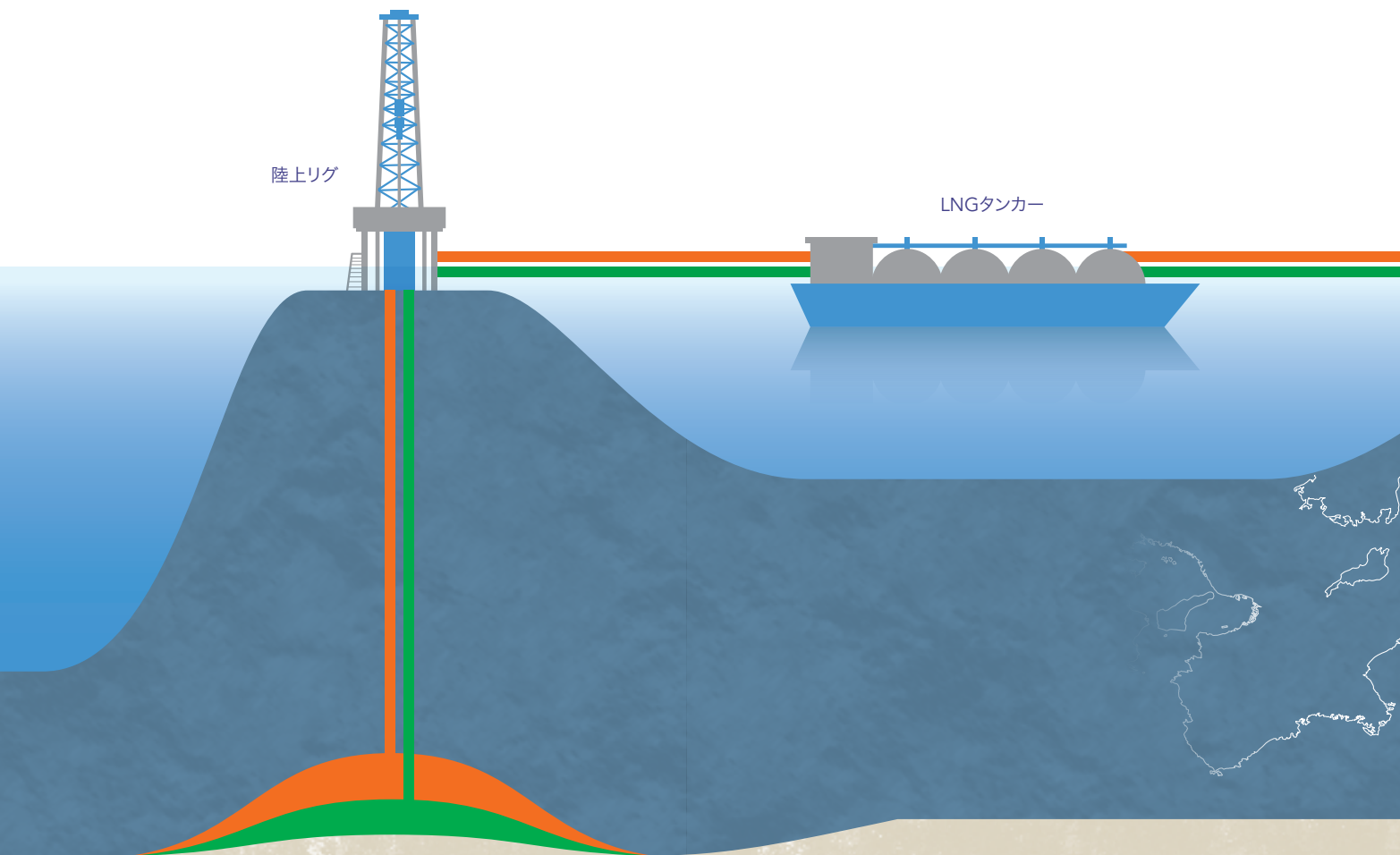
生産井の掘削

生産・販売

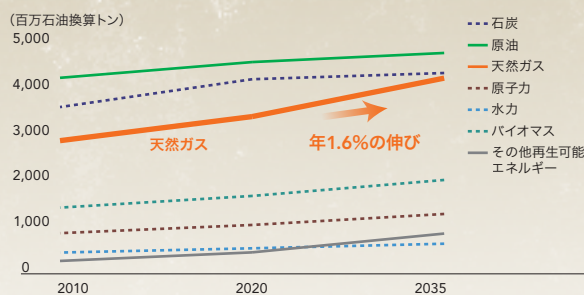
生産井から採集した石油・天然ガスを製品にするための精製・処理などを行います。また、生産される原油、コンデンセート、LPG、天然ガス、LNGなどのマーケティングを行います。



LNGタンカー



世界の燃料源別一次エネルギー需要



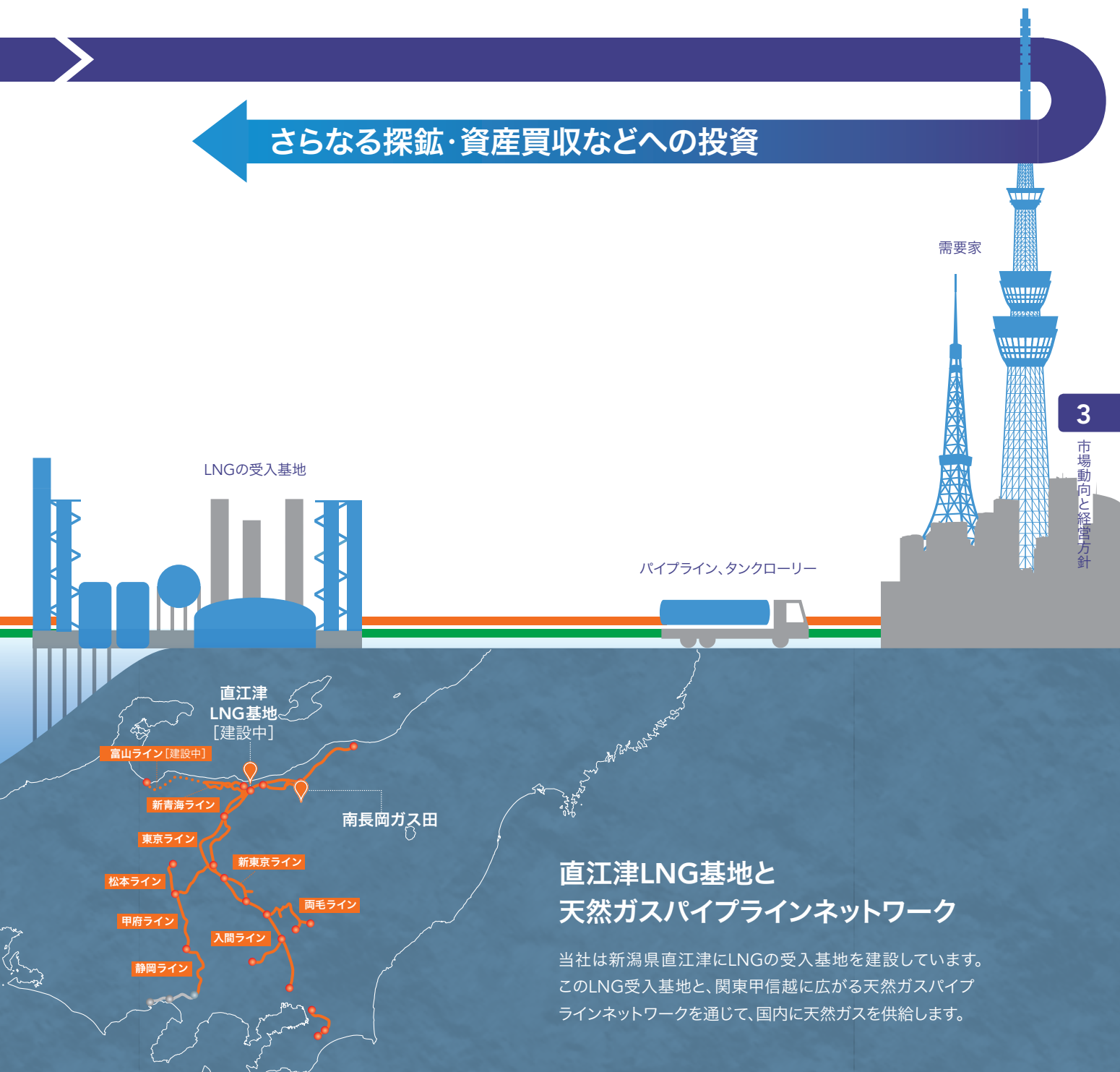
出典:「IEA World Energy Outlook 2012, 新政策シナリオ」

天然ガスは、今後も高い需要の伸びが見込まれています。エネルギー全体の需要が増加するなか、天然ガスの需要は2010年から2035年の間に年1.6%で伸び、2035年には石炭の需要に迫るとの見通しもあります。限りある化石燃料と比べ、太陽光、水力、バイオマス、地熱などのエネルギーは、一度利用しても短期間に再生可能なエネルギーであり、さらに発電時のCO₂排出量が少ないこともあり、大きく注目されています。なお、水力、バイオマスの需要が全体に占める割合は2035年までほぼ横ばいですが、その他の再生可能エネルギーは増加する(2010年:1%→2035年:4%)と見込まれています。

さらなる探鉱・資産買収などへの投資

3

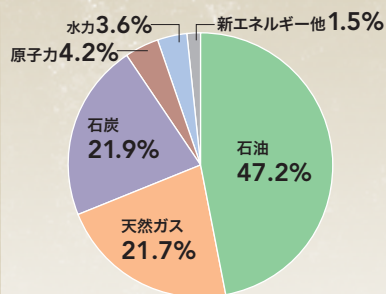
市場動向と経営方針



国内の石油・天然ガス需要

国内の石油需要は近年減少傾向にありますが、石油は熱源、動力源、原料用などその汎用性が高く、現在でも一次エネルギー供給源の4割以上を占めています。東日本大震災後の原子力発電所の稼働停止の影響で、火力発電に占める液化天然ガス(LNG)の割合が高まり、LNG需要が増加しています。2012年のLNG輸入量は過去最高の8,731万トンと前年比で1割以上増加しました。

国内一次エネルギーの供給実績(2011年)



日本のLNG輸入量の推移



中長期ビジョンと投資計画

当社は2012年5月に、中長期の成長目標とその達成に向けた2017年3月期までの重点的取り組みなどを明らかにした「INPEX中長期ビジョン」を策定しました。2013年3月期～2017年3月期の投資規模は総額3.5兆円を想定しており、その投資資金は、財務の健全性を維持しつつ、手元資金、将来の営業キャッシュ・フロー、および借入により確保します。

INPEX中長期ビジョン
イクシスそして次の10年の
成長に向けて



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

▶ inpeco.jp/vision

国際的競争力を有する上流専門企業のトップクラスへ

1
上流事業の持続的拡大

2020年代前半に
ネット生産量日量
100万バレル達成
(原油換算)

3つの成長目標

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

3つの基盤整備

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

1 人材の確保、育成と 効率的な 組織体制の整備

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

健全な財務基盤の維持

財務水準の目標と実績

2013年
3月期実績
69%

純有利子負債/
純使用総資本
比率
20%
以下

自己資本比率
50%
以上

2013年
3月期実績
マイナス**44%**

資金調達手段

手元資金

手元活用可能資金約1.5兆円
(2013年3月末現在)

キャッシュ・フロー

将来の毎年の営業キャッシュ・フロー

銀行借入

- 制度金融の利用
- 政府系金融機関による保証
- プロジェクトファイナンス

天然ガスをコアとする **総合エネルギー企業**

2 **ガスサプライチェーンの強化**

2020年代前半に
国内ガス年間供給量

25億m³達成

(長期的には30億m³)

3 **再生可能エネルギーへの
取り組み強化**

4 **次世代の成長を見据えた
研究開発、事業化の
取り組み強化**

5 **成長のための投資と
適切な株主還元**

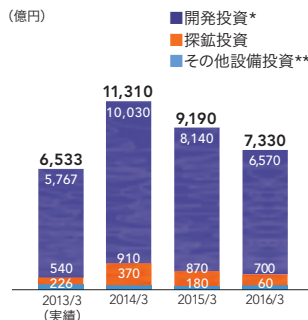
投資規模

イクシスなど
主要プロジェクトに対して
2013年3月期～
2017年3月期の

**5年間で
3.5兆円**

うち探鉱投資は
3,000億円
程度

投資実績、
および向こう3年間の投資計画



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

6 **グローバル企業としての
責任ある経営**

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

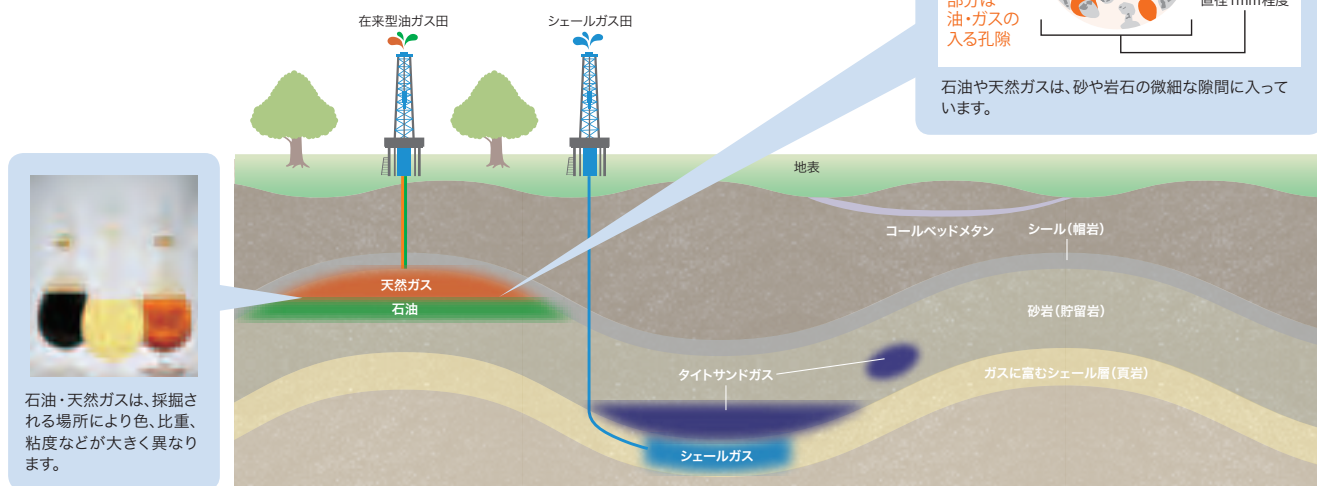
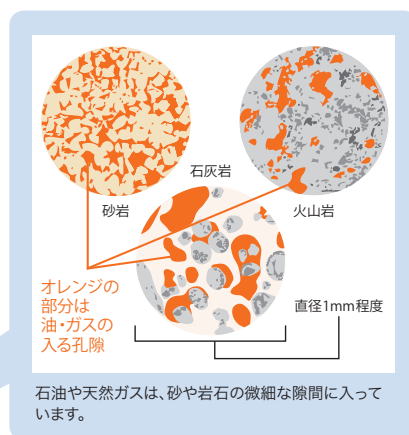
Column #1

石油・天然ガスとは

石油や天然ガスは、生物の死骸などの有機物が海や湖の底に堆積し、それが地中の熱や圧力により変質してできたといわれています。地下深部で生成された石油・天然ガスは、地層中の土や水より比重が軽いため、長い時間をかけて上昇していきますが、石油・天然ガスを通さない密度の高い地層に

ぶつかると、そこに溜まり、油田やガス田となります。

シェールガスは、従来の天然ガスとは異なり、硬いシェール（頁岩）層に含まれているガスを指します。水平坑井を掘削し、水圧破碎法によってシェール層へ人工的にガス採取用の割れ目を作りガスを採掘します。

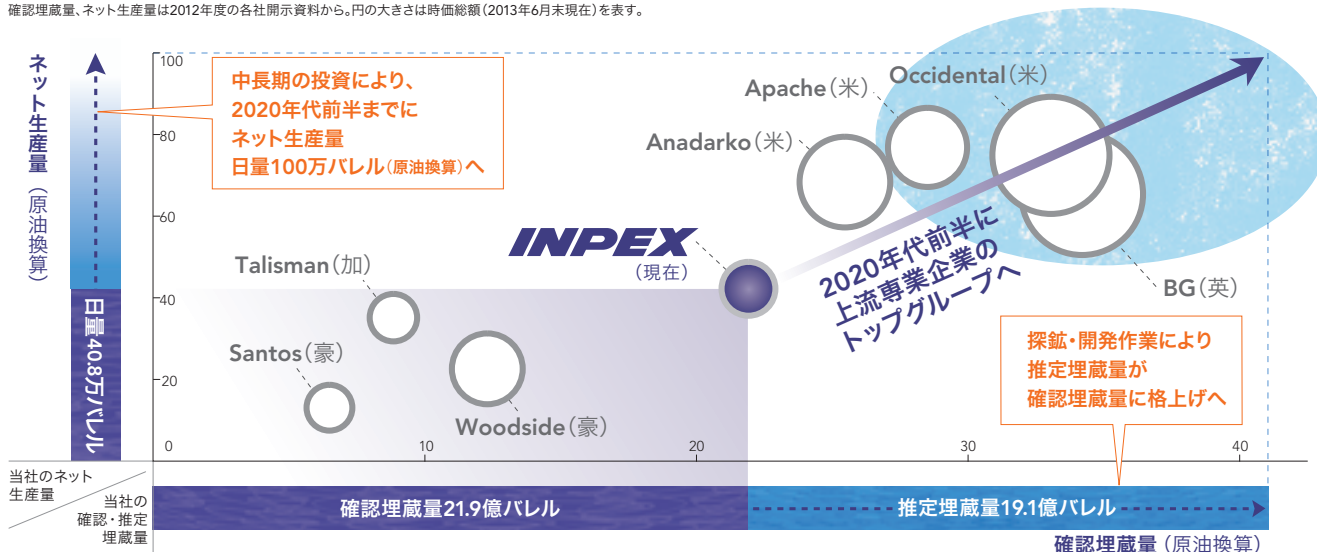


国際的な上流専門企業におけるINPEXの位置づけ

現在の当社は国際的な上流専門企業の中堅に位置していますが、豪州・イクシスLNGプロジェクトの生産開始などを経て、2020年代前半には国際的な上流専門企業のトップグループ入りを目指しています。主な上流専門企業との確認埋蔵量、ネット生産量および時価総額の比較は下の図の通りです。

主な上流専門企業との確認埋蔵量、ネット生産量および時価総額の比較

確認埋蔵量、ネット生産量は2012年度の各社開示資料から、円の大きさは時価総額（2013年6月末現在）を表す。



SPECIAL REPORT

特集

4



エネルギーを日本へ

エネルギーの自給率が低い日本では、エネルギーの安定的かつ効率的な供給が求められるとともに、近年ではCO₂排出量が少なく地球にやさしいクリーンなエネルギーがこれまで以上に必要とされています。アニュアルレポート2013の特集ページでは、**特集1**にて注目される**非在来型資源と再生可能エネルギー**のポテンシャルと当社の取り組み、そして、**特集2**では日本へのエネルギー供給に大きく貢献する当社の**イクシスLNGプロジェクトの進捗**について詳しくお伝えいたします。



特集2

イクシスLNGプロジェクト
▶ P.48-P.55

特集1

シェールガス ▶ P.45
地熱発電 ▶ P.46
メガソーラー ▶ P.47
メタンハイドレート ▶ P.47

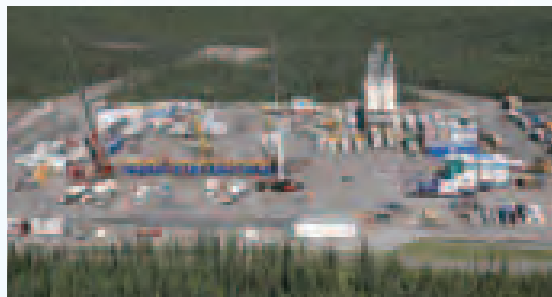
#1 シェールガス

シェールガスは非在来型天然ガスの一種で、地中のシェール（頁岩）層に含まれる天然ガスのことであり、シェールガス層へ水平に井戸を掘削し、人工的にガス採取用の割れ目を作りガスを採掘できる技術が確立したことでシェールガスの生産量が飛躍的に増加し、北米をはじめ、世界中で開発ポテンシャルが注目されています。

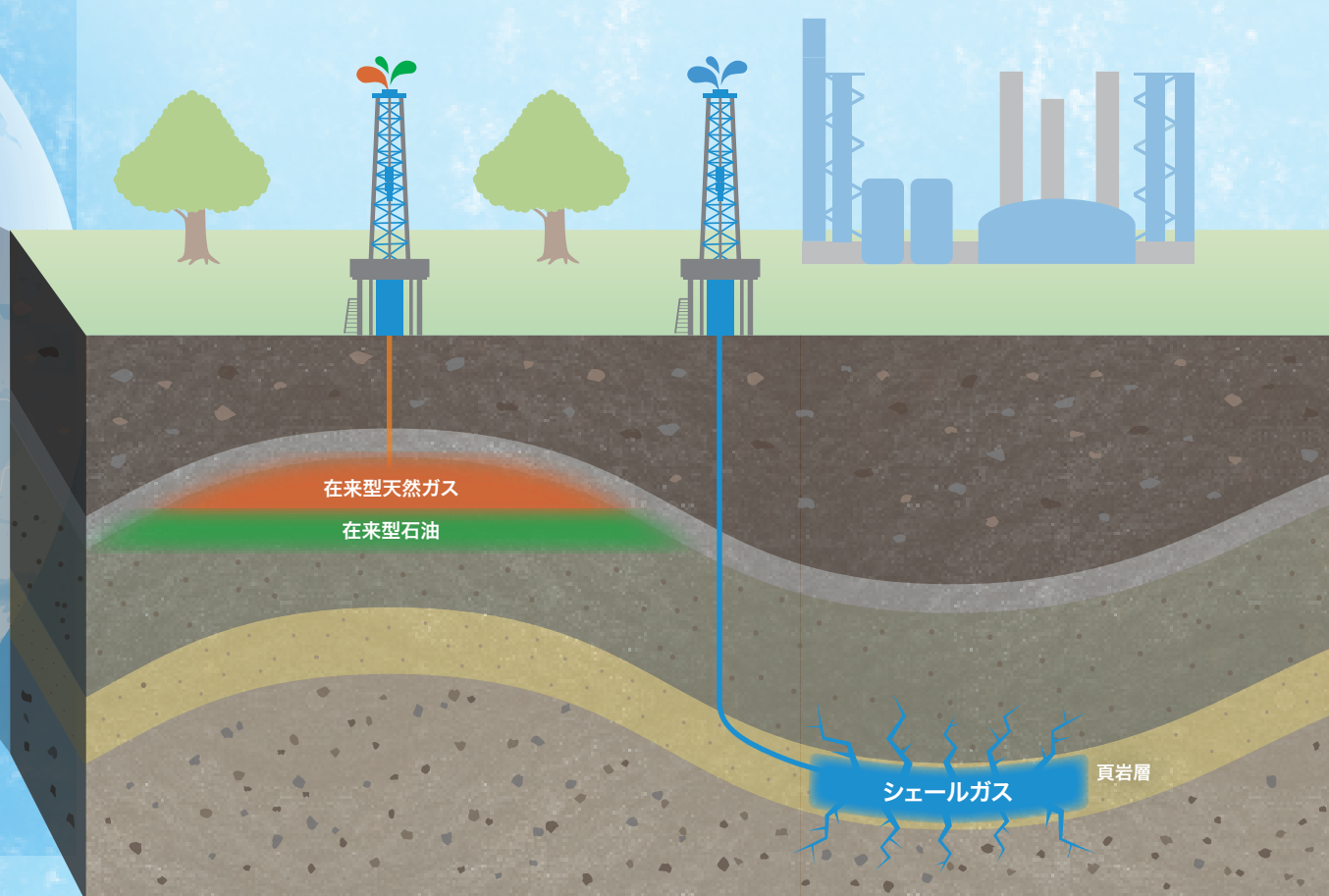
一方で、シェールガスの開発には留意点もあります。開発時の環境への影響や従来型ガス田より開発コストがかさむこと、また、海外から日本へ持ち込む際にシェールガスを液化、輸送するコストが必要になること、さらには液化、輸送するためのインフラ整備や産ガス国の輸出許可も必要になります。

当社はグローバルなガスポートフォリオ構築の一環として、2011年よりカナダでシェールガスプロジェクトに参加しています。カナダはインフラ整備などで課題はあ

るものの、豊富な埋蔵量、政府がLNG輸出に積極的、また、LNG化した際に日本への輸送距離が比較的近いといった利点があります。当社は、このシェールガスプロジェクトを日本向けLNGの新たな供給ソースとして期待しており、LNG化の可能性も視野に入れながら検討を進めています。



カナダ・シェールガスプロジェクト（ホーンリバー地域）



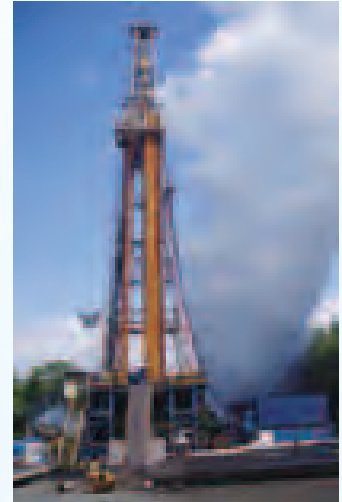
#2 地熱発電

地熱発電とは、地下にある火山マグマの熱エネルギーを蒸気として取り出し、その蒸気によりタービンを回し発電するものです。地熱発電は、発電時にCO₂の排出が少なく、また、他の再生可能エネルギーに比べて天候や季節の影響を受けずに安定して発電できることから、貴重なクリーンエネルギーとして注目されています。

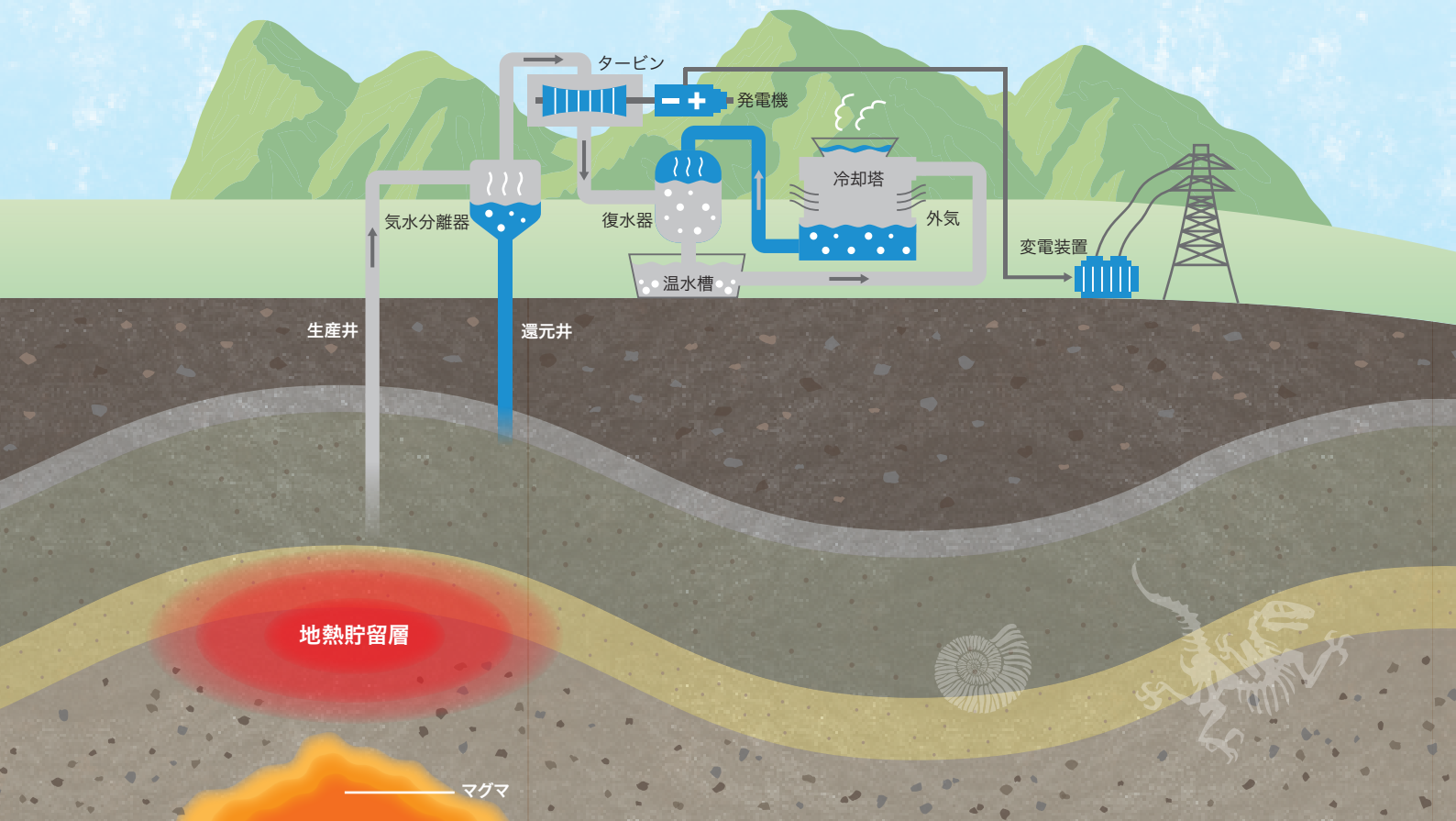
火山国である日本の地熱エネルギー資源は、インドネシア、米国に次ぎ世界第3位で、約2,000万キロワット相当の地熱資源を有すると言われています。一方、国内で稼働する地熱発電所からの発電量は合計しても50万キロワット台程度に過ぎません。また、地熱ポテンシャルのある地域の多くが国立公園や温泉地にあることから、地熱

開発にあたっては環境面に関する規制や地元の理解などに留意する必要があります。

当社は2011年から秋田県と北海道それぞれで地熱開発の共同調査に参加しています。当社には、地熱発電の調査井や生産井など多くの掘削工事を手掛け、国内ではじめて地熱生産井の掘削を行った子会社（帝石削井工業（株））があります。また、「地下の資源を探す」、「井戸を掘削する」といった地熱開発に求められる技術は、当社の石油・天然ガス事業のそれと共通しており、当社の技術的な強みや経験を活用することができます。今後、国内だけでなく、世界一の地熱資源量を持つインドネシアといった海外の当社コア・エリアでも地熱開発の可能性を追求していきます。



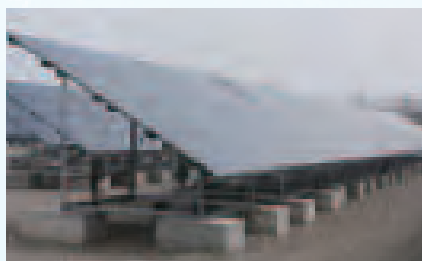
地熱井の噴気テスト(帝石削井工業(株))



#3 メガソーラー

太陽光発電のなかで出力1メガワット以上の大規模な発電施設をメガソーラーと呼びます。東日本大震災以降、電力供給不安の解消に向けて太陽光発電への期待が高まり、広い土地に多くの太陽光パネルを並べたメガソーラーの建設が、国内各地で進められています。

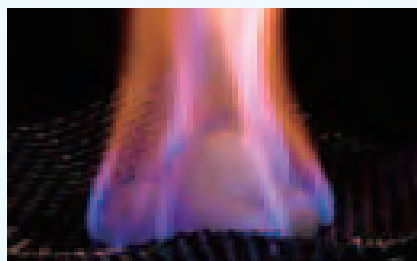
当社は、新潟県上越市に最大出力2メガワットの「INPEXメガソーラー上越」を保有しています。当社初の太陽光発電所でもあるINPEXメガソーラー上越では、閉鎖した当社製油所の跡地に太陽光パネルを設置し、2013年3月から発電を開始しています。



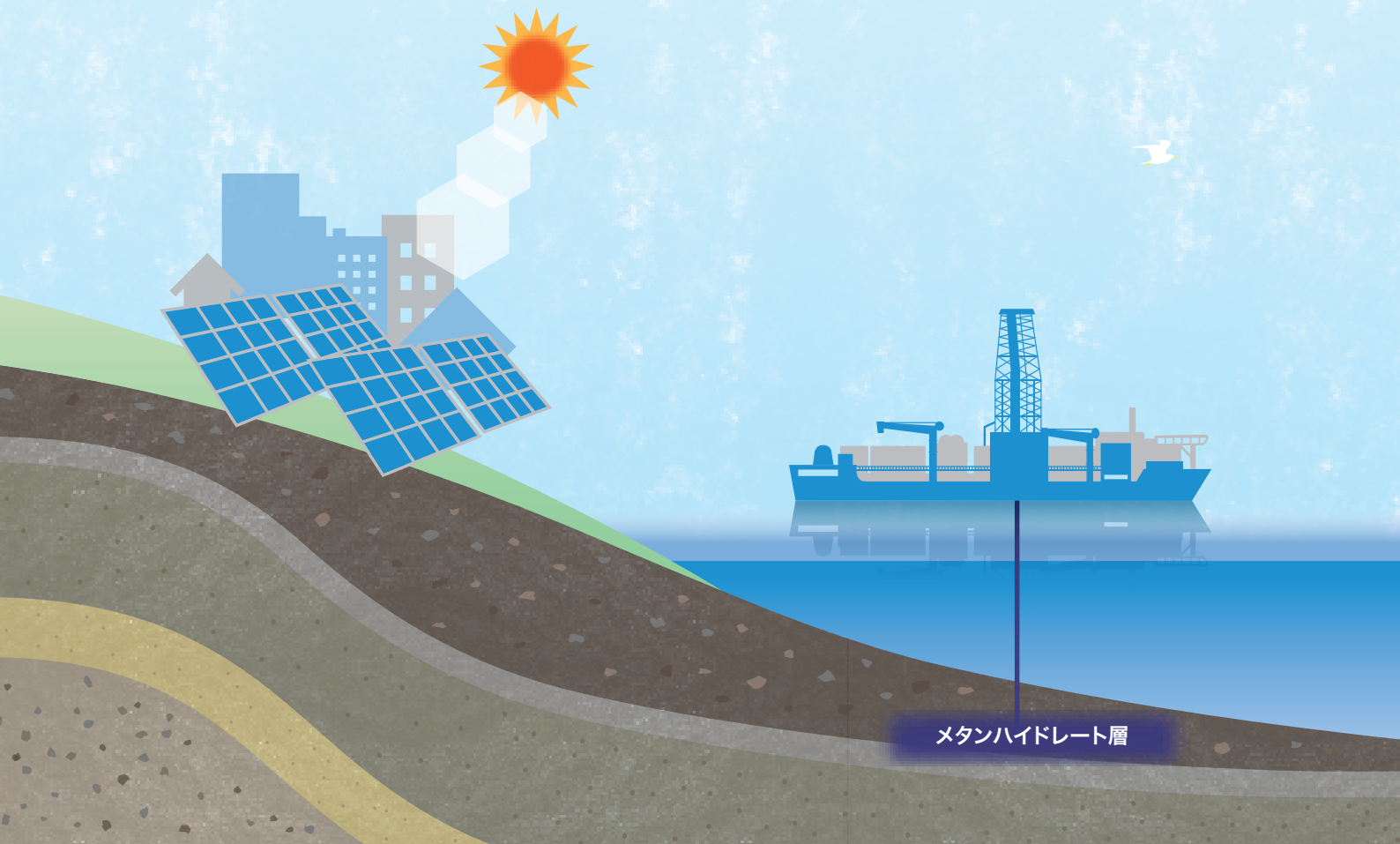
INPEXメガソーラー上越

#4 メタンハイドレート

メタンハイドレートは非在来型天然ガスの一種で、メタン分子を取り込んだ固体結晶であり「燃える氷」とも呼ばれています。メタンハイドレートは低温・高圧の環境で安定するため、陸上では永久凍土層の下、海洋では水深500m以深に存在しています。国内でも周辺海域にメタンハイドレートの存在が確認されており、日本における将来の天然ガス資源として期待されていますが、低温・高圧の地層における採取に技術的な課題があることなどから、経済性が成り立つ開発技術が確立されるまで、まだ時間がかかると言われています。



燃える氷



メタンハイドレート層



Ichthys

PROJECT

Progress Status

イクシスガス・コンデンセート田  ダーウィン

当社が開発を進めるイクシスLNGプロジェクトは、日本の年間LNG輸入量の約1割を生産する大型プロジェクトです。2012年1月の最終投資決定以降、順調に作業が進んでいます。

2012年は各施設の詳細設計や資材調達を中心に作業を行いました。

2013年に入ってからには沖合生産施設や陸上ガス液化プラントにおける主要なモジュールの建設を開始し、いよいよ調達・建造作業が本格化しています。

「エネルギーを日本へ」— アニュアルレポート2013の特集ページでは、このイクシスLNGプロジェクトの作業進捗を施設や作業地域ごとに詳しくお伝えします。

Project Timeline

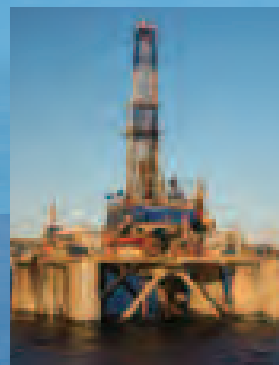
1998年

公開入札に応札、取得

- ▶ 豪州連邦政府の公開入札鉱区へ1998年3月に応札し、同年8月にWA-285-P鉱区を取得。

2000年
┆
2004年

- ▶ 第一次掘削キャンペーンとして3坑の試掘を行い、いずれの坑井においてもガス・コンデンセートの胚胎を確認。
- ▶ 3次元地震探査を実施。
- ▶ 第二次掘削キャンペーンとして試探掘井3坑を掘削することにより、貯留岩の広がりおよびガス・コンデンセートの胚胎を確認。



2007年
┆
2008年

- ▶ 2坑井を掘削し、イクシスのガス・コンデンセートプールの広がりを確認。
- ▶ プラント建設地をダーウィンに決定。

2009年
┆
2011年

開発準備作業

- ▶ 2009年、基本設計 (FEED) 作業を開始。
- ▶ 2010年7月～9月、環境影響評価報告書 (EIS) のパブリックレビューを実施。
- ▶ 2011年5月、パイプラインのライセンスを取得。
- ▶ 2011年、北部準州政府 (5月)、連邦政府 (6月) より環境承認を取得。
- ▶ 2011年12月～2012年1月、LNGバイヤー8社とLNG売買契約締結。LNG年間生産量840万吨全量の売買契約締結完了。



2012年

- ▶ 1月、最終投資決定 (FID) を行い、詳細設計・資材調達を開始。
- ▶ 3月、生産ライセンスを取得。
- ▶ 5月、ガス液化プラント (ダーウィン) の起工式。
- ▶ 12月、プロジェクトファイナンス契約の調印。



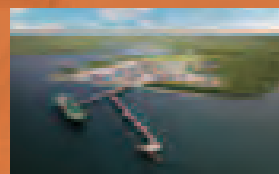
2013年

- ▶ 1月、沖合生産・処理施設 (CPF) の起工式。
- ▶ 2月、主要建造施設への損害保険手配の完了。
- ▶ 6月、LNG輸送にかかるLNG船の新規造船・保有および定期傭船契約の締結。
- ▶ 6月、沖合生産・貯油出荷施設 (FPSO) の起工式。
- ▶ 沖合施設、陸上ガス液化プラントのモジュールの建造。
- ▶ 陸上施設における棧橋、タンク等の建設。



2014年
┆
2016年

- ▶ 生産井の掘削。
- ▶ 施設の現地への運搬、据え付け。
- ▶ 試運転。
- ▶ 2016年末までに生産開始。



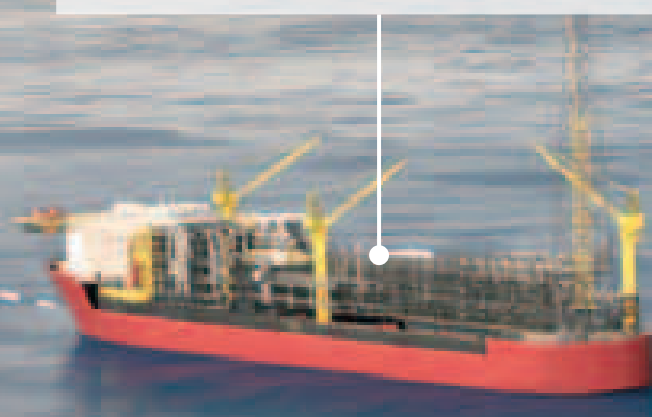
沖合生産施設

沖合生産施設は、海底に仕上げた生産井から生産を行う坑口装置等の海底生産システム（SPS）、生産流体を輸送するフローライン、フレキシブル・ライザー（URF）、生産流体をガスとコンデンセートに分離処理する沖合・生産処理施設（CPF）、コンデンセートを貯蔵、出荷する沖合生産・貯油出荷施設（FPSO）などで構成されます。2013年に入り、これらの施設の建造作業を開始しています。

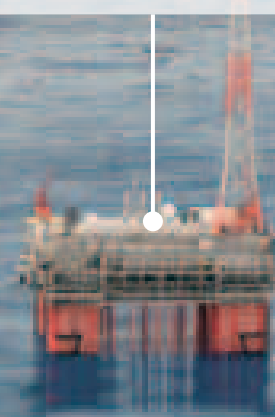
- ▶ 2013年に大型施設（CPF、FPSO）の建造作業を開始
- ▶ 2014年中に生産井の掘削作業を開始予定



沖合生産・処理施設（CPF）の起工式（韓国コジェ）
2013年1月、Samsung Heavy Industries社のヤードにて。この施設規模は約150m×約110m、総排水量14万トンと半潜水式生産施設としては世界最大級となります。



沖合生産・貯油出荷施設
（FPSO：Floating Production
Storage & Offloading）

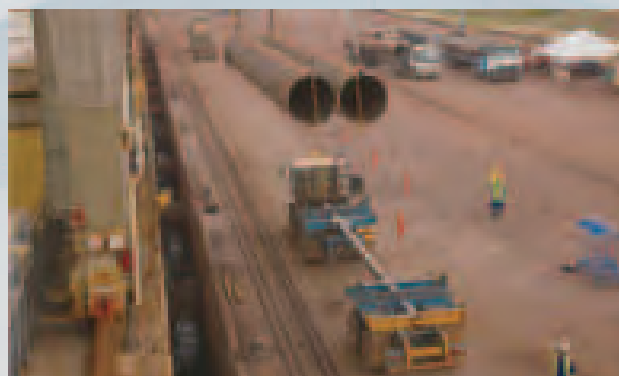


沖合・生産処理施設
（CPF：Central
Processing Facility）

ガス輸送パイプライン

沖合生産施設のCPFからダーウィンの陸上ガス液化プラントに至る約900kmのガス輸送パイプラインで、直径42インチのパイプが水深最大約250mの海底を通ります。ガス輸送パイプラインは、すでに詳細設計、およびパイプライン用鋼管の製造が完了しています。鋼管のコーティングを実施して2014年には敷設を開始します。

- ▶ 900km分のパイプライン用鋼管を製造完了
- ▶ 鋼管のコーティング後、2014年に敷設開始



陸上施設

陸上施設はガス液化プラントやタンクなどの貯蔵施設、積み出し棧橋等で構成されており、北部準州ダーウィンの市内から湾を挟んだブライディン・ポイントに建設中です。このため、まず、プラントサイトの敷地造成やダーウィン湾の浚渫作業を進めています。また、すでに建設作業員用宿舎の供用を開始しており、2014年には3,500部屋分が完成します。

- ▶ 2013年に主要建造施設（モジュール）を世界各地で建造開始
- ▶ 2014年に3,500部屋分の建設作業員用宿舎完成予定



陸上ガス液化プラントサイト
プラントサイトの航空写真。陸上ガス液化プラントのEPC（設計・調達・建設）作業は、日揮、千代田化工、米KBR社から構成される日米の共同企業体を実施しています。



沖合生産・貯油出荷施設 (FPSO) の起工式 (韓国オクボ)
 2013年6月、Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering社のヤードにて、鋼板を切断するセレモニーを行い、建造工事の開始を祝しました。

フレキシブライザーの製造現場
 2013年2月、フランスTechnip社のル・トレ工場にて、海底からCPFへ生産物を輸送するホースの製造過程で、金属索を巻きつけてホースの強度を上げているところです。



陸上ガス液化プラント



(左)(右)パイプライン用鋼管の荷下ろし作業
 コーティング作業のために運ばれた鋼管をマレーシアのクアンタンで荷下ろしする様子。ドイツと日本で製造したパイプライン用鋼管は、インドネシアとマレーシアでコーティング作業が行われています。



ダーウィン湾内の浚渫作業
 タンカーなどの航路を確保するために、湾内の建設現場周辺における海底面を浚渫船で浚(さら)い、土砂などを取り去る土木工事を行っています。写真は浚渫船「Athena」号。

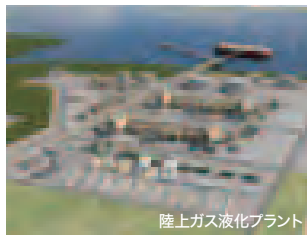
建設作業員用宿舎
 建設作業員用宿舎の航空写真。白い建物は約1,000部屋におよぶ建設作業員用宿舎です。



豪州(ダーウィン)

陸上ガス液化プラント建設、建設作業員用宿舎の建設、ダーウィン湾内の浚渫作業

ダーウィンでは、陸上ガス液化プラントの建設作業が日揮、千代田化工、米KBR社から構成される日米の共同企業体により行われています。また、Van Oord社によりダーウィン湾内の浚渫作業が進められています。



陸上ガス液化プラント



浚渫作業

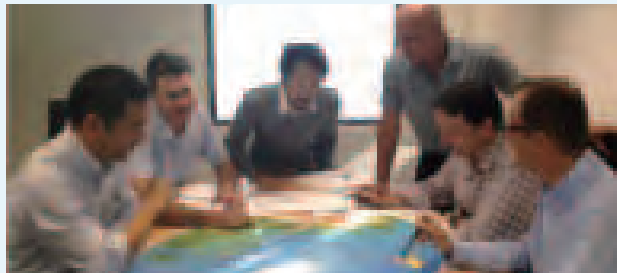
陸上ガス液化プラント完成イメージ図(左)とダーウィン湾での浚渫作業(右)



豪州(パース)

プロジェクトマネジメント、ガス輸送パイプラインの詳細設計作業等

パースでは、プロジェクト全体のマネジメントを担っています。また、Saipem社によるガス輸送パイプラインの詳細設計作業も行っています。



イクシスガス・コンデンセート田からダーウィンまでの約900kmのパイプライン敷設について協議するエンジニア

世界に広がる プロジェクトの拠点

イクシスLNGプロジェクトでは、世界各地で信頼性の高いEPC(設計・調達・建設)コントラクターが詳細設計や建造作業を行っています。世界各地で建造される設備は、最終的にイクシスLNGプロジェクトのサイトへ運搬され、据え付け作業が行われます。



英国(アバディーン)

SPS(Subsea Production System)の詳細設計作業

英国スコットランドのアバディーンでは、GE Oil & Gas社が海底生産システム(Subsea Production System)の詳細設計、調達、製造を行っています。



GE Oil & Gas社(米)のノルウェー工場で製造・検査されている42インチのコネクターの部品。ダーウィンへ続く42インチのパイプとCPFからのフレキシブル・ライザーを接続する機器に使用される。

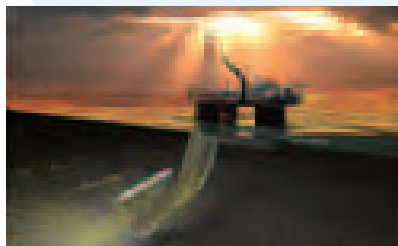


オランダ(レイデン)

URFの詳細設計作業

オランダのレイデンでは、McDermott社およびMcDermott社のサブコントラクターであるHeerema社がURF[※]の詳細設計作業等を行っています。

※URFとはUmbilicals, Risers and Flowlinesの略で、坑口と沖合生産・処理施設(CPF)をつなぐ設備。



URFおよびCPFのイメージ図



ドイツ(ミュルハイム) 日本(鹿島・君津)

パイプライン用の鋼管製造

ガス輸送パイプラインの鋼管は、ドイツおよび日本で製造しています。製造したパイプは、コーティングのためにマレーシア、またはインドネシアへ輸送されます。



コーティングのためマレーシアに運搬された直径42インチのパイプライン

6

 モナコ


FPSOタレットの詳細設計作業

モナコでは、SBM社により、FPSOのタレット（FPSOを定点係留するとともに、フレキシブル・ライザーをFPSOにつなぎ込むためにFPSOに搭載される機器）の詳細設計作業が行われています。



FPSOの完成予想イメージ図。FPSOの全長は約330m。

7

 マレーシア（クアラルンプール）


FPSOトップサイドの詳細設計作業

マレーシアのクアラルンプールでは、Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering社によりFPSOのトップサイド（船の甲板に搭載される石油・ガスの生産設備）の詳細設計作業およびSBM社によるタレットの詳細設計作業が行われています。



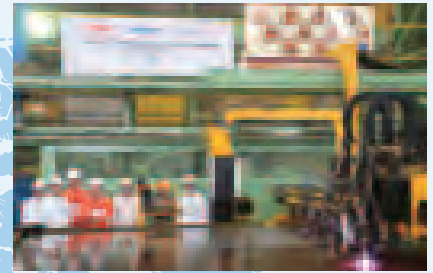
FPSOトップサイドの完成予想イメージ図

8

 シンガポール

計装・制御の詳細設計作業、FPSOタレットの建造

シンガポールでは、横河電機が計装・制御の詳細設計作業および、SBM社等がFPSOタレットの建造作業を行っています。



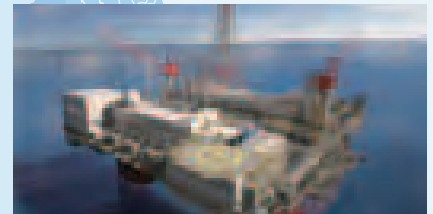
2013年1月に行われたFPSOタレットの起工式（シンガポール）

11

 米国（ヒューストン）

CPFトップサイドの詳細設計作業

ヒューストンではMustang社（Samsung Heavy Industries社のサブコントラクター）によりCPFのトップサイド（搭載される石油・ガスの生産設備）の詳細設計作業が行われています。



CPFの完成予想イメージ図

10

 横浜  豪州（パース・ブリスベン）


陸上ガス液化プラントの詳細設計作業

横浜、および豪州のパース、ブリスベンでは、陸上ガス液化プラントにおける主要施設の詳細設計作業が行われています。



横浜のエンジニアリングオフィスでは詳細設計の最終チェックが行われている

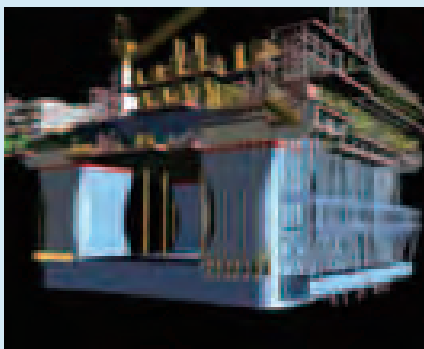
9

 韓国（コジエ・オクポ）

CPF、およびFPSOのハルの詳細設計作業・建造作業

韓国では、CPFおよびFPSOのハル（船体）の詳細設計作業・建造作業が、それぞれSamsung Heavy Industries社、および、Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering社により実施されています。

CPFハル（船体）の完成予想イメージ図。施設を入れたCPF全体のサイズは150m x 110mとなり、半潜水式生産施設としては世界最大級



イクシスLNGプロジェクトの 特徴・強み

イクシスLNGプロジェクトには、経済性を高める豊富なコンデンセートとLPG、プロジェクト経験が豊富なトータル社との協力体制、高いランプ・サム契約比率によるコスト超過リスクの軽減といった他LNGプロジェクトとは異なる特徴・強みがあります。さらに、2013年3月期には、プロジェクトファイナンス契約の調印による資金調達の確保、建設工事をはじめるとり関連施設への損害保険付保を完了しました。今後、一層万全な体制で2016年末までの生産開始に向け作業を進めていきます。

豊富な コンデンセート・LPG

プロジェクトの生産量は、LNG年間840万トンに加え、最大日量約10万バレルのコンデンセートおよび年間160万トンのLPGがあります。

ランプ・サム契約比率 約75%

EPCコントラクターとの契約金額の約75%がランプ・サム契約（契約額が固定された契約）であり、コスト超過リスクを低減させています。

石油メジャーとの協力

LNGプロジェクトの経験が豊富な石油メジャー・トータル社とともに開発作業を進めています。

LNG全量販売済み

最終投資決定（FID）前に、全LNG生産量の売買契約をLNGバイヤーと締結しています。

開発前に入念な準備

基本設計（FEED）作業を1年間延長し、十分なエンジニアリング作業を行い、コスト見積の精度を高めています。

確実な資金調達

2012年12月に総額200億米ドルのプロジェクトファイナンスに調印し、資金調達の目途を付けました。

信頼性の高い EPCコントラクターと契約

LNGプロジェクトに実績があり信頼性の高いEPCコントラクターを確保しています。

建設工事の 損害保険手配済み

2013年2月に陸上・沖合各施設の建設工事に関する損害保険の手配を完了させました。

コスト超過、 スケジュール遅延 リスクへの対応

Ichthys Q&A

取締役常務執行役員
イクシス事業本部長
伊藤 成也



Q1 何名体制で
開発作業を進めていますか？

A1 EPCコントラクターを除くイクシスLNGプロジェクト全体で1,400名、うち石油メジャー・トータル社から40名が出向しています（2013年6月末時点）。今後、開発作業が進むにつれ、プロジェクト全体で最大1,700名程度の規模まで増加する見通しです。



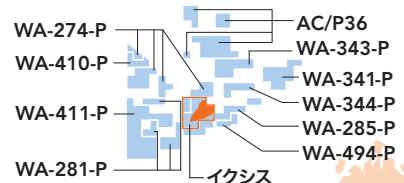
Q2 世界中に広がる各拠点の作業をどのように管理していますか？

A2 イクシスLNGプロジェクトでは、各拠点に担当者を配置し、詳細な作業管理を実施するとともに、パースにおいては各拠点からの定期的な作業報告をベースにプロジェクト全体の作業を把握・管理しています。これに加え、技術部門（Technical Directorate）、および、プロジェクト管理部門（Project Coordination）が組織横断的に全体の作業をコントロールしています。

Q3 プロジェクトのアップサイドポテンシャルを教えてください。

A3 巨大なイクシスガス・コンデンセート田の周辺には、高い探鉱ポテンシャルがあります。当社は、イクシス周辺にオペレーターとして6つ、ノンオペレーターとして4つ、合計10の探鉱鉱区を保有し、そのうちのすでに3鉱区で資源の発見があります。周辺探鉱鉱区では、今後もイクシスとの共同開発も視野に入れて探鉱作業や評価作業を継続します。

チモール海

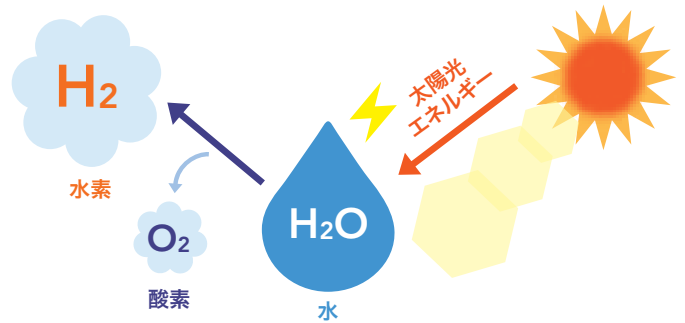


豪州

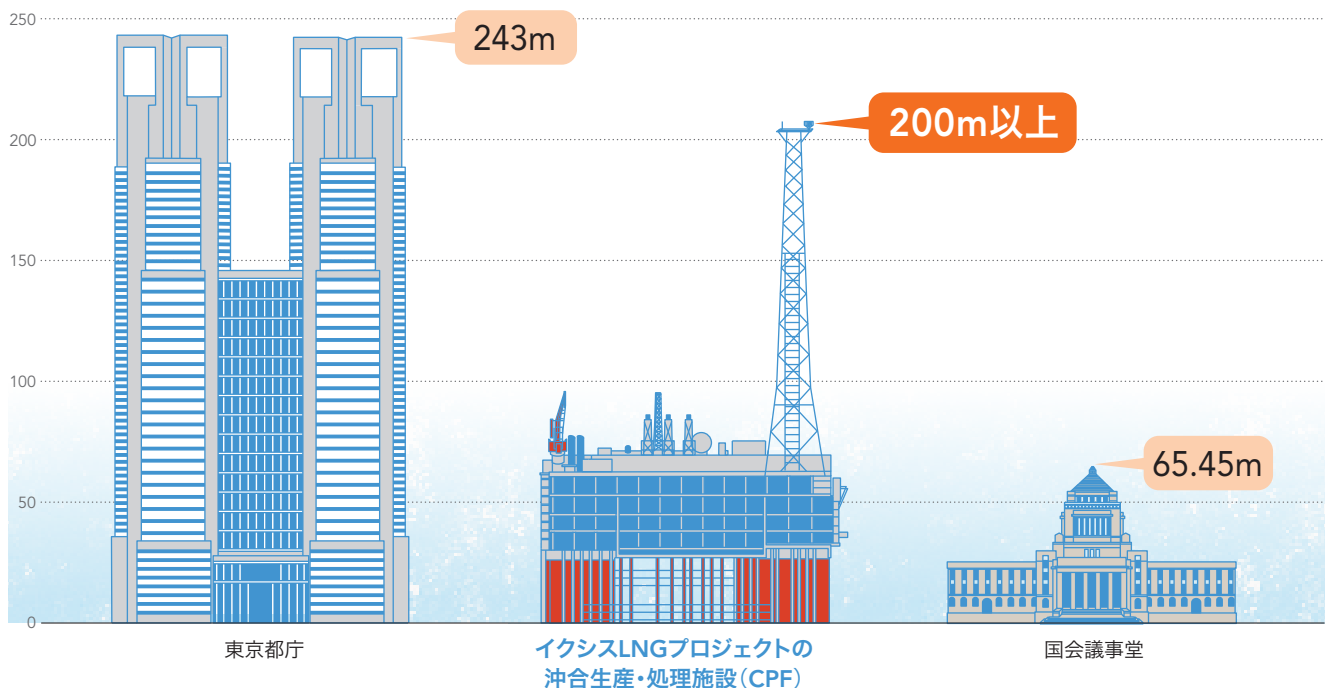
Column #2

究極の再生可能エネルギーとは

近年、再生可能エネルギーの開発がますます注目されています。そのなかで、究極の再生可能エネルギーとして期待されているのが、燃焼時に水しか発生しない「水素」です。しかし、現在のところ、水素は石油などの枯渇性資源を原料として製造されています。そこで、石油などに代わり「太陽光エネルギー」を用いて水を分解して水素を得るといった革新的な製造法が研究されています。



イクシスLNGプロジェクトの大きさ



年間840万トンのLNGなどを生産するイクシスでは、生産施設も大規模です。沖合生産・処理施設 (CPF) と呼ばれる浮体型の海洋生産設備は、地中のガスを生産・処理するための施設で、高さは200m以上になり、海洋プラントとしては最大級の大きさになります。

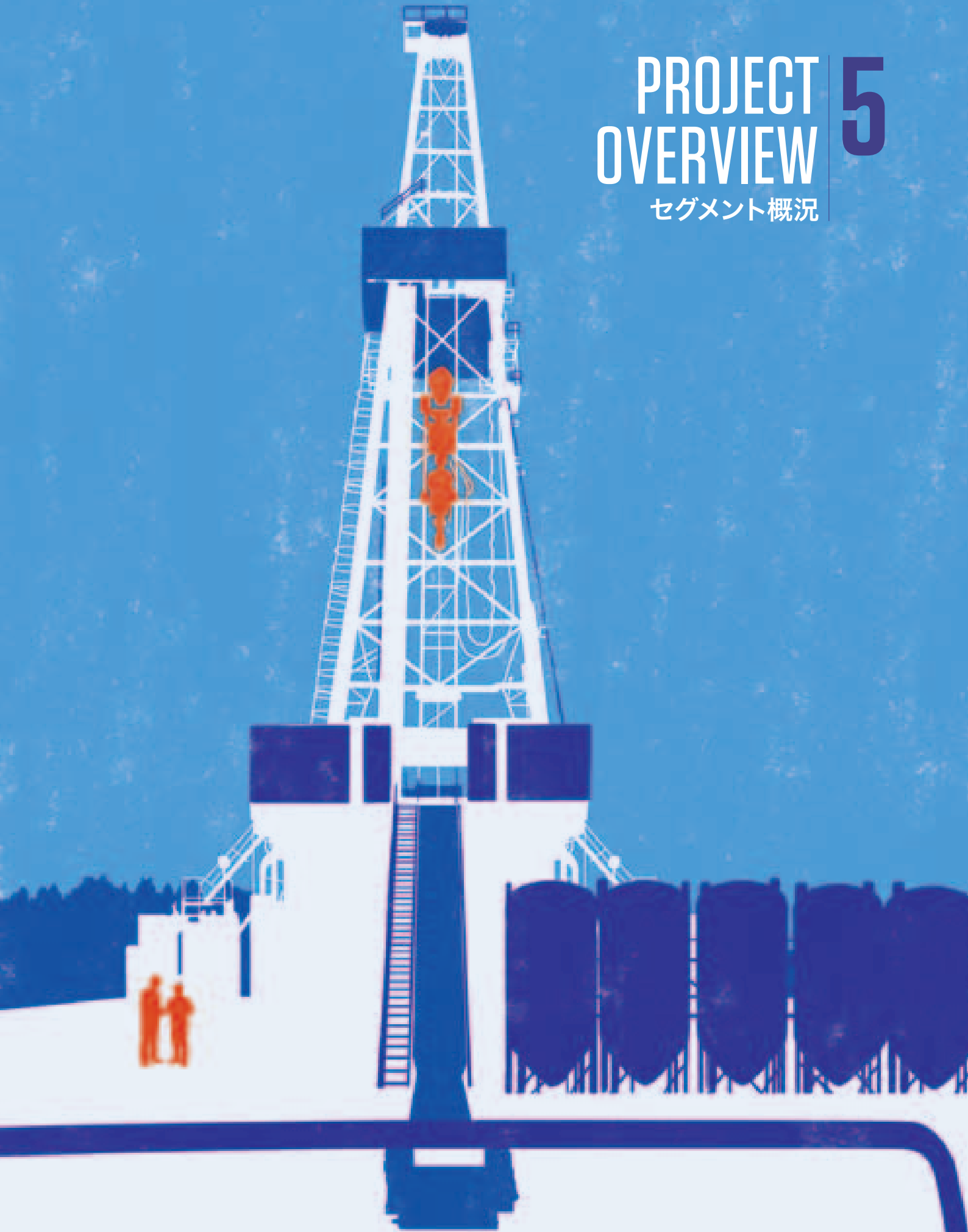
イクシスは、非常に大規模なガス・コンデンセート田で、構造の面積は約600km²、長軸約40km、短軸は15km超あります。東京の地図にガス貯留層の面積をかぶせると右のイメージになります。



PROJECT OVERVIEW

5

セグメント概況



地域別プロジェクト(セグメント)一覧

アジア・オセアニア






▶ P.60

展開国数



8

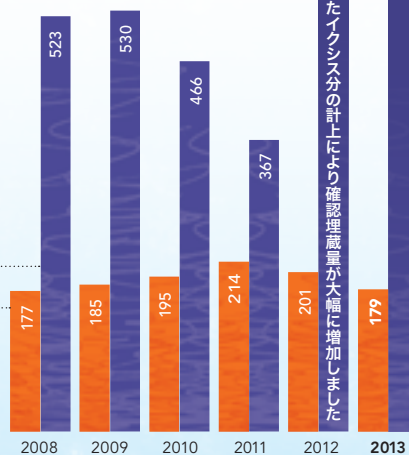
プロジェクト数

42

-  生産プロジェクト
-  開発プロジェクト
-  既発見/開発準備中プロジェクト
-  探鉱プロジェクト
-  その他プロジェクト

生産量/埋蔵量

-  確認埋蔵量(百万バレル(原油換算))
-  ネット生産量(千バレル/日(原油換算))



各地域の概要

当社の中核的地域であるアジア・オセアニア地域は、利益貢献が大きいインドネシアの**マハカム沖鉱区**、開発・開発準備中の大型LNGプロジェクトである**イクシス**、**アバティ**を保有している。ほかにも中小規模の生産プロジェクトを複数進めている。

各地域のアップサイドポテンシャル

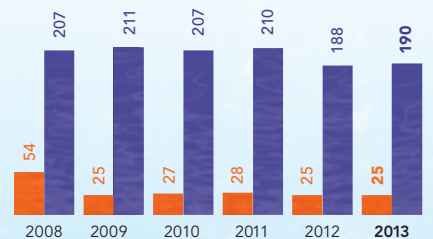
探鉱プロジェクトは地域最大の20を数える。うち10プロジェクトは**イクシスガス・コンデンセート田**の周辺にある。ほかにも、**マハカム沖鉱区**周辺や**インドベンガル湾のフロンティア**地域にも探鉱鉱区を保有している。

ユーラシア

▶ P.64

4

6



ユーラシア地域は、大規模な原油プロジェクトであるアゼルバイジャンの**ACGプロジェクト**、そして、カザフスタンの**カシャガンプロジェクト**が中心。カシャガンプロジェクトの生産開始を受け、ユーラシア地域の生産量は今後増加していく見込み。

2013年3月期に2つの探鉱ポテンシャルを追加した。2012年10月に**英国シェットランド諸島北西沖合の探鉱鉱区**を落札し、また、2013年5月には露口スネフチ社との間で**露オホーツク海北部の探鉱鉱区**に関する協力協定を締結した。

中東・アフリカ

▶ P.66

8



米州

▶ P.68

8



日本

▶ P.70

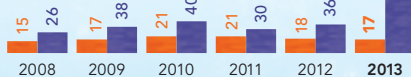
1

南長岡ガス田
直江津LNG基地
天然ガスパイプライン
ネットワーク
(約1,400km)
など



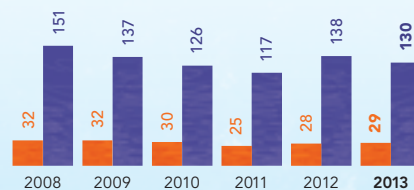
中東・アフリカ地域は当社原油ネット生産量の6割以上を占めている。主力は中東**UAEアブダビのADMA(アドマ)鉱区**で埋蔵量・生産量ともに同鉱区の貢献は大きい。アフリカでは、2013年3月期に取得した**アンゴラのブロック14鉱区**からの埋蔵量・生産量の貢献が期待される。

2012年5月に**イラクで陸上探鉱鉱区**を落札し、今後同鉱区で探鉱作業を実施する予定。また、2013年4月には東アフリカの**モザンビーク沖合**で探鉱鉱区に参入している。**アンゴラのブロック14鉱区**にも鉱区内に探鉱ポテンシャルがある。



過去20年以上**ベネズエラ**でオペレーターとして開発作業を行っているほか、主に開発・開発準備作業を行う**カナダ・ジョスリンオイルサンドプロジェクト**、**カナダ・シェールガスプロジェクト**、そして、2012年8月に参加合意した**米メキシコ湾ルシウス油田大水深プロジェクト**などを進めている。

追加の探鉱・開発ポテンシャルのある**カナダ・シェールガスプロジェクト**や、フロンティア地域の南米**ウルグアイ沖合**の探鉱プロジェクトを保有している。また、近年発見が相次ぐ**ブラジル沖合のプレソルト(大水深油田)**もホット・エリアとして注目している。



国内最大級の**新潟県の南長岡ガス田**を中心に石油・天然ガスプロジェクトを進めるとともに、**約1,400kmの国内天然ガスパイプライン**のオペレーションを行っている。**直江津LNG基地**が稼働を開始する2014年以降、ガスサプライチェーンが本格化する。

長年にわたり国内の陸上、海上それぞれで**新たな石油・天然ガス資源の探査**に力を入れている。過去2年間に総合的な評価作業を行い、有望地域の特定や今後の探鉱方針をまとめた。今後、それらを踏まえ具体的な探査作業を実施する予定。

地域別プロジェクトの状況

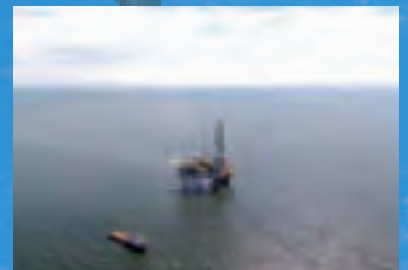
アジア・オセアニア

アジア・オセアニア地域における当社の2013年3月期の業績は、天然ガスの販売量が減少し単価が下落したものの、原油の販売量が増加し、為替が円安に推移したことにより、売上高は4,853億円(前期比0.4%増)、営業利益は減価償却費等の増加により2,816億円(前期比6.0%減)となりました。



Q. マハカム沖鉱区の生産動向は？

A. 自然減退に加えて、生産井からの出砂等の生産障害が発生したため生産量が大きく落ち込んでいましたが、新規開発井の掘削や出砂対策などの対策を講じた結果、2012年秋頃より生産減退に歯止めがかかり、現在、生産量は回復傾向にあります。



マハカム沖鉱区の実験施設

Asia & Oceania Q&A

1. マハカム沖鉱区およびアタカユニット

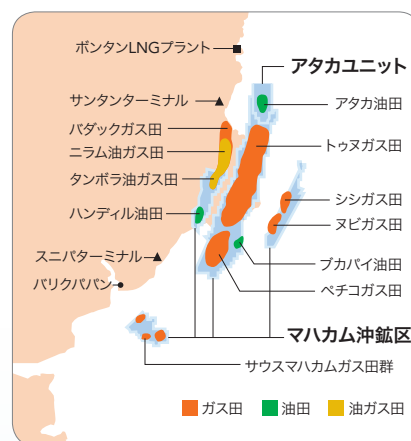
当社は1966年10月にインドネシア政府と生産分与契約を締結し、マハカム沖鉱区の100%権益を取得しました。アタカユニットは、1970年4月に当社およびUnocal社（現Chevron社）が50%ずつの権益比率で双方の隣接鉱区の一部を統合して設定され、1972年から原油・天然ガスの生産を続けています。マハカム沖鉱区では、1970年7月に当社権益の50%をCFP社（現TOTAL社）に譲渡しました。その後、プカパイ油田、ハンディル油田、タンボラ油ガス田、トゥヌガス田、ペチコガス田、シシ・ヌビガス田およびサウスマハカムガス田などが順次発見され、以降、各油・ガス田で原油・天然ガスの生産を続けています。生産された原油とコンデンセートは、積み出し基地であるサンタンターミナル、およびスニパターミナルから日本の石油精製会社、電力会社などへ



出荷ターミナル

出荷しています。天然ガスは主にボンタンLNGプラントへ供給し、LNGとして日本をはじめとする需要家向けに出荷しています。

マハカム沖鉱区は、現在も当社事業の中心的役割を果たす主力鉱区となっており、2018年以降のさらなる契約期間の延長を目指し、オペレーターのTOTAL社とともにインドネシア当局と協議を進めています。



契約地域 (鉱区)	作業状況 (生産量、2013年3月期平均、全鉱区ベース)	事業会社(設立)	権益比率(*オペレーター)
マハカム沖 アタカユニット	生産中 原油：日量72千bbl 天然ガス：日量1,393百万cf LPG：日量12千bbl	国際石油開発帝石(株) (1966年2月21日)	同社 50% *TOTAL 50% 同社 50% *Chevron 50%

2. 南ナトゥナ海B鉱区

当社は、1977年7月にインドネシア南ナトゥナ海B鉱区の権益17.5%を取得しました。さらに、1994年1月に同鉱区の17.5%の権益を追加取得し、当社の参加権益比率は35%となりました。原油生産は1979年から開始しており、天然ガスに

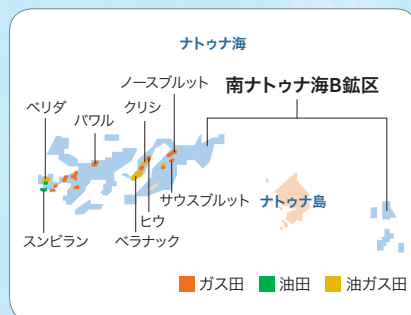
ついては、インドネシア初の海外向けパイプラインにより、2001年からシンガポール向けに供給しています。2002年には、新たにマレーシア向けのガス販売を開始しており、これを受け同鉱区の実産分与契約は2028年まで延長されています。

同鉱区のベラナック油ガス田では、世界有数規模のFPSOにより生産を行っており、2004年12月から原油・コンデンセート、2007年4月からLPGの生産を開始しています。さらに、同鉱区では、2006年以降ヒウガス田、クリシ油ガス田、ノースブルットガス田、そして2012年7月にパワルガス田の生産を開始しています。また、現在、生産量維持・拡大のため、サウスブルットガス田の開発準備作業が行われています。



FPSO船

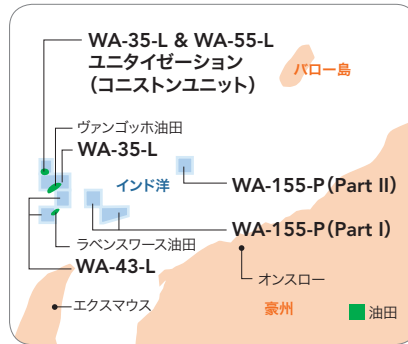
契約地域 (鉱区)	作業状況 (生産量、2013年3月期平均、全鉱区ベース)	事業会社(設立)	権益比率(*オペレーター)
南ナトゥナ海B	生産中 原油：日量40千bbl 天然ガス：日量374百万cf LPG：日量15千bbl	ナトゥナ石油(株) (1978年9月1日)	同社 35% *ConocoPhillips 40% Chevron 25%



3. ヴァンゴッホ油田、ラベンスワース油田ほか

当社が1999年7月に取得した西豪州沖合WA-155-P (Part I) 鉱区では、その後の探鉱作業でヴァンゴッホ油田およびラベンスワース油田が発見され、それぞれWA-35-L、WA-43-L鉱区として生産ライセンスを取得しました。その後、2010年2月、8月からそれぞれ原油生産を開始しています。WA-35-L鉱区、およびWA-55-L鉱区にまたがるコニストンユニットでは、2011年12月に開発移行を決定し、2014年の原油生産開始に向けて開発作業に着手しています。コニストンユニットにおける

生産開始後当初1年間の平均原油生産量は日量21,500バレルを予定しています。



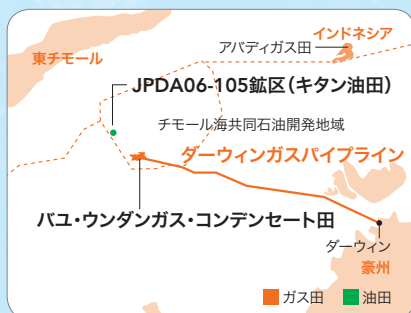
契約地域 (鉱区)	作業状況 (生産量、2013年3月期平均、全鉱区ベース)	事業会社 (設立)	権益比率 (*オペレーター)
WA-35-L (ヴァンゴッホ限定エリア)	生産中 (原油: 日量16千bbl)	アルファ石油 (株) (1989年2月17日)	同社 47.499% *Apache 52.501%
WA-43-L (ラベンスワース油田)	生産中 (原油: 日量16千bbl)		同社 28.5% *BHPBP 39.999% Apache 31.501%
WA-35-L & WA-55-L ユニティゼーション (コニストンユニット)	開発中		同社 47.499% *Apache 52.501%
WA-35-L (ヴァンゴッホ限定エリアを除く)			同社 47.499% *Apache 52.501%
WA-155-P (Part II)	探鉱中		同社 18.670% *Apache 40.665% OMV 27.110% Tap 13.555%
WA-155-P (Part I)			同社 28.5% *BHPBP 39.999% Apache 31.501%

4. バユ・ウンダンプロジェクト (JPDA03-12 鉱区)、キタン油田 (JPDA06-105 鉱区)

1993年4月に豪州と東チモールの共同管理下にあるチモール海共同石油開発地域 (JPDA) の JPDA03-12 鉱区の権益を取得し、その後の探鉱作業を通じて複数の原油・ガスを発見しました。そのうち、ウンダン構造では、隣接する JPDA03-13 鉱区のパユ構造と一体であることが判明したため、両鉱区の権益保有者が1999年にユニティゼーションを行い、バユ・ウンダングラスコンデンサート田として共同開発を開始しました。その後、2004年よりコンデンサートおよびLPG、2006年2月よりLNGを生産・出荷しています。

1992年1月に取得したJPDA06-105 鉱区では、2008年3月から開始したキタン1号井/2号井の掘削作業で原油を確認し、2010年4月にチモール海共同石油

開発地域の管理当局から最終開発計画の承認を取得しました。その後の開発作業を経て、2011年10月からキタン油田の生産を開始しています。



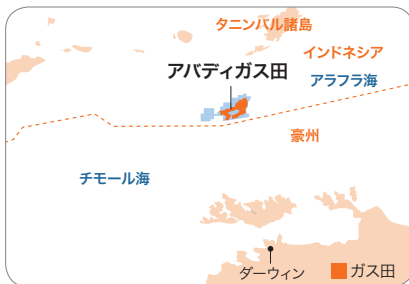
契約地域 (鉱区)	作業状況 (生産量、2013年3月期平均、全鉱区ベース)	事業会社 (設立)	権益比率 (*オペレーター)
JPDA03-12	生産中	サウル石油 (株) (1993年3月30日)	同社 19.2458049% *ConocoPhillips 61.3114766% Santos 19.4427185%
バユ・ウンダン ユニット	(原油: 日量48千bbl 天然ガス: 日量501百万cf LPG: 日量29千bbl)		同社 11.378120% *ConocoPhillips 56.943372% Eni 10.985973% Santos 11.494535% Tokyo Timor Sea Resources (東京電力/東京ガス) 9.198000%
JPDA06-105 (キタン油田)	生産中 (原油: 日量32千bbl)	インベックスチモールシー (株) (1991年11月25日)	同社 35% *Eni 40% Talisman 25%

5. アバディLNGプロジェクト

当社はインドネシア政府の公開入札により、1998年11月にマセラ鉱区の100%権益を取得しました。その後、オペレーターとして探鉱作業を推進し、2000年に掘削した試掘第1号井によりアバディガス田を発見しました。その後、2002年に2坑、2007年から2008年にかけて4坑、合計6坑の評価井掘削作業を実施し、いずれもガス・コンデンセート層の広がりを確認しています。2010年12月にインドネシア政府より、年間250万トンフローティングLNG (FLNG) 方式により

開発する第一次開発計画 (POD-1) が承認され、現在は、ガス田の開発に向けて、基本設計 (FEED) 作業を進めています。また、

ガス田埋蔵量に応じた追加開発の検討も継続的に実施しており、現在、評価井3坑、試掘井1坑の連続掘削作業を実施中です。



契約地域(鉱区)	作業状況	事業会社(設立)	権益比率(*オペレーター)
マセラ	開発準備中	インベックスマセラアラフラ海石油(株) (1998年12月2日)	*同社 65% Shell 35%

6. プレリユードFLNGプロジェクト (WA-44-L鉱区)

当社は、Shell社が豪州北西部沖で開発中のFLNGプロジェクト「プレリユード」に参画し、2012年6月に権益17.5%を取得しました。プレリユードFLNGプロジェクトは、プレリユードガス田およびコンチェルトガ

ス田より、年間360万トンのLNG、年間約40万トン(ピーク時)のLPGおよび日量約3.6万bbl(ピーク時)のコンデンセートをFLNG方式により生産・液化・出荷するプロジェクトで、オペレーターのShell社が2011

年5月にFLNG方式により世界ではじめて最終投資決定をしています。2007年はじめのプレリユードガス田発見からおおよそ10年での生産開始を目標とし、現在開発作業を進めています。



契約地域(鉱区)	作業状況	事業会社(設立)	権益比率(*オペレーター)
WA-44-L	開発中	INPEX Oil & Gas Australia Pty Ltd (2012年2月28日設立)	同社 17.5% *Shell 67.5% KOGAS 10.0% CPC 5.0%

ユーラシア

ユーラシア地域における当社の2013年3月期の業績は、油価が下落したものの、為替が円安に推移したことにより、売上高は855億円(前期比1.4%増)、営業利益は作業費等の増加により418億円(前期比11.3%減)となりました。



Q. ロシアにおける
新規油ガス田の
ポテンシャルは？

A. 当社は今年5月に露ロスネフチ社と協力協定を締結し、オホーツク海北部の海上鉦区に関する探鉦および開発事業にかかる最終契約締結に向けた排他的交渉権を確保しました。最終契約締結を実現することで、巨大な石油・ガス埋蔵量を誇るロシアにて、中長期的な当社の事業の拡大を期待しています。



契約の調印式

Eurasia Q&A

1. 北カスピ海沖合鉱区(カシャガン油田ほか)

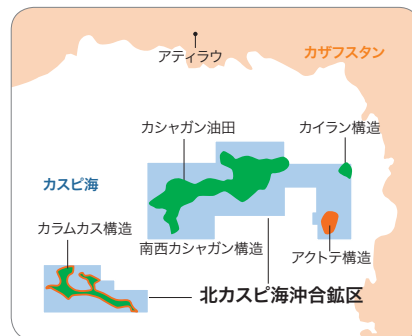
当社は、1998年9月にカザフスタン北カスピ海沖合鉱区の権益を取得し、現在の当社の参加権益比率は約7.56%となっています。

カシャガン油田では、段階的な油田開発が予定されており、現在、第一段階開発

(Experimental Program) が進められており、2013年第3四半期には生産を開始する予定です。(2013年6月末現在)

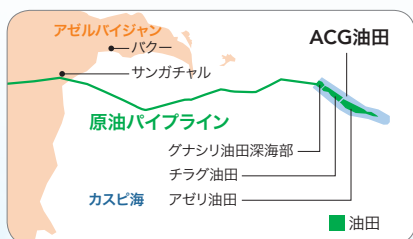
また、カシャガン油田のほか、周辺のカラムカス、アクトテ、カイラン、南西カ

シャガンの4構造にて炭化水素の存在が確認されており、カシャガン油田の開発と並行してこれら既発見構造の評価作業を進め、同鉱区からのさらなる生産拡大を検討しています。



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

2. ACG油田



当社は、2003年4月にアゼルバイジャン南カスピ海沖合のACG (Azeri・Chirag・Gunashli: アゼリ・チラグ・グナシリ) 油田の権益を取得し、現在の権益は10.9644%となっています。

ACG油田では、チラグ油田、アゼリ油田中央部・西部・東部、そして、グナシリ油田深海部より原油生産を行っています。また、2010年3月にチラグオイルプロジェクトの開発移行を決定し、2013年末の生産開始に向けて現在作業を進めています。

契約地域(鉱区)	作業状況 (生産量、2013年3月期平均、全鉱区ベース)	事業会社(設立)	権益比率(*オペレーター)
ACG	生産中 (原油:日量652千bbl)	インベックス 南西カスピ海石油(株)(1999年1月29日)	同社 10.96% *BP 35.78% Chevron 11.27% SOCAR 11.65% Statoil 8.56% ExxonMobil 8.00% TPAO 6.75% 伊藤忠商事 4.30% ONGC 2.72%

3. BTCパイプラインプロジェクト

BTCパイプラインは、カスピ海沿岸のアゼルバイジャンのバクー(Baku)を起点とし、グルジアのトビリシ(Tbilisi)を経由し、地中海に面するトルコのジェイハン(Ceyhan)に至る総延長約1,770kmの原油輸送パイプラインで、2006年6月よ

り本格稼働しています。輸送能力は日量120万バレルで、主にアゼルバイジャンのACG油田で生産される原油を輸送していますが、トルクメニスタンやカザフスタンで生産される原油などもあわせて輸送しています。



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

5
セグメント概況

中東・アフリカ

中東・アフリカ地域における当社の2013年3月期の業績は、油価が下落したものの、原油の販売量が増加し、為替が円安に推移したことにより、売上高は5,208億円(前期比4.2%増)、営業利益は3,573億円(前期比0.9%増)となりました。



Q. 中東・アフリカ地域における注目の探鉱プロジェクトは?

A. 特にポテンシャルが期待されるのが、イラクの探鉱プロジェクトです。当社は2012年5月にイラク陸上探鉱鉱区(ブロック10)をパートナーと共に落札しています。また、2013年4月には、近年、有数の巨大ガス田群が発見されているモザンビークの探鉱プロジェクトに参加しました。



イラク・ブロック10 鉱区における地表の様子

Middle East & Africa Q&A

1. ADMA(アドマ)鉱区

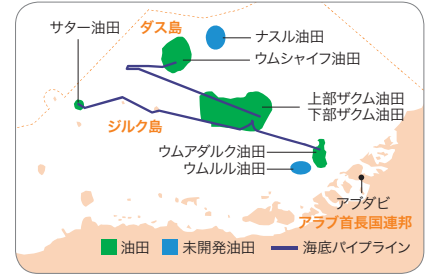


ADMA鉱区(上部ザクム油田)

当社は、2004年5月に、石油公団(当時)が保有するジャパン石油開発(株)(JODCO)の全株式を株式交換により取得し、同社を完全子会社化しました。同社が参加するアラブ首長国連邦アブダビ沖のADMA鉱区権益では現在5つの油田より原油を生産しています。

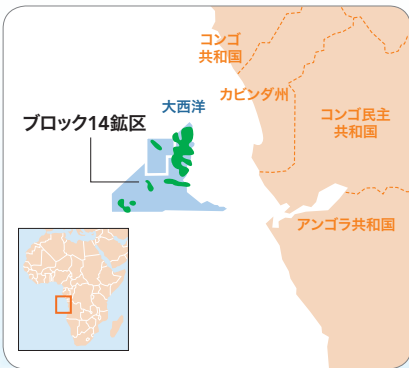
また現在、生産量維持・拡大のため、人工島を利用した上部ザクム油田の再開発作業、ならびに未開発のウムルルおよびナ

スル油田の早期生産を目的としたフェーズ1開発作業などの諸作業が行われています。



契約地域(鉱区)	作業状況	事業会社(設立)	権益比率
ウムシャイフ油田、下部ザクム油田	生産中	ジャパン石油開発(株) (1973年2月22日)	同社 12% ADNOC 60% BP 14.67% TOTAL 13.33%
上部ザクム油田			同社 12% ADNOC 60% ExxonMobil 28%
ウムアダルク油田			同社 12% ADNOC 88%
サター油田			同社 40% ADNOC 60%
ナスル油田	開発中		同社 12% ADNOC 60% BP 14.67% TOTAL 13.33%
ウムルル油田			

2. アンゴラ共和国 ブロック14鉱区



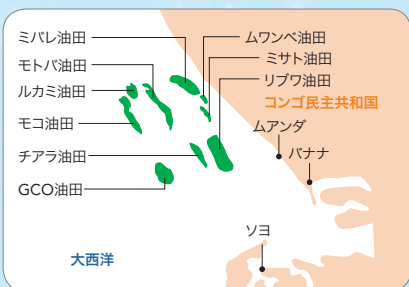
当社は2013年2月に、アンゴラ共和国ブロック14 鉱区(原油生産鉱区)にTOTAL社との合弁会社を通じ参画し、9.99%権益を間接的に取得しました。ブロック14鉱区は、アンゴラ共和国カビンダ州沖合約100kmに位置する既発見未開発構造を含む原油生産鉱区で、現在3つの開発区域にて原油生産を行っています。今後、探鉱活動や既発見未開発構造の開発を進めることで、さらなる価値の向上が期待されています。



生産施設

契約地域(鉱区)	作業状況(生産量、2013年3月期平均、全鉱区ベース)	事業会社(設立)	権益比率(*オペレーター)
アンゴラ共和国沖合ブロック14	生産中(原油:日量148千bbl)	Angola Block 14 B.V. (2012年4月19日)	同社 20%(うち当社権益 9.99%) *Chevron 31% Sonangol 20% Eni 20% Galp 9%

3. コンゴ民主共和国沖合鉱区



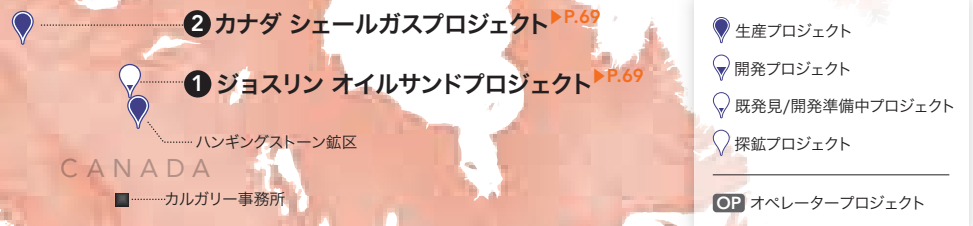
1970年7月より当社が参加しているコンゴ民主共和国沖合の石油探鉱開発プロジェクトでは、1971年のGCO油田発見を含め、合計11の油田を発見しています。原

油生産は1975年から行っており、1995年5月には、同鉱区の契約期間が2023年まで延長されています。現在も引き続き既存油田の安定生産作業を行っています。

契約地域(鉱区)	作業状況(生産量、2013年3月期平均、全鉱区ベース)	事業会社(設立)	権益比率(*オペレーター)
コンゴ民主共和国沖合	生産中(原油:日量14千bbl)	帝石コンゴ石油(株) (1970年8月1日)	同社 32.28% *Perenco 50% Chevron 17.72%

米州

米州地域における当社の2013年3月期の業績は、天然ガス販売量の増加により、売上高は59億円(前期比7.6%増)、営業損失は61億円(前期比10.4%増)となりました。



Q. 2012年8月に参入した米メキシコ湾の開発プロジェクトについて教えてください。

Americas Q&A

A. 米アナダルコ社から米メキシコ湾ルシウス油田の権益7.2%を取得しました。この油田では、2014年後半の原油・天然ガスの生産開始に向け、現在本格的な開発作業が行われています。ルシウスは、イクスプロジェクトの生産開始前に当社ネット生産量へ貢献するとともに、大水深における開発の経験・知見の習得が期待されます。



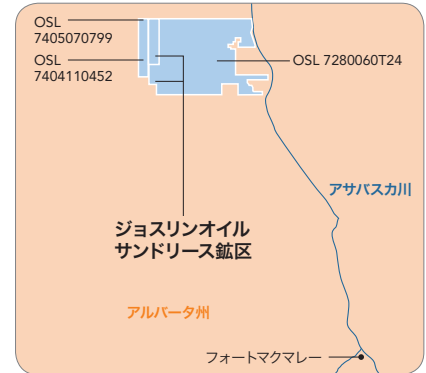
ルシウス油田



1. ジョスリン オイルサンドプロジェクト

当社は、2007年11月にカナダ・アルバータ州のジョスリンオイルサンド上流開発プロジェクトにおける10%権益を取得しました。開発の主体となる露天掘り開発では、2010年代後半までに第一段階として日量10万バレルでの生産を計画しており、現

在、開発計画検討作業を実施しています。上流開発プロジェクトとともに、当社が参加しているオイルサンド改質（合成原油製造）プロジェクトについては、TOTAL社が中止を決定していますが、今後の対応を検討中です。



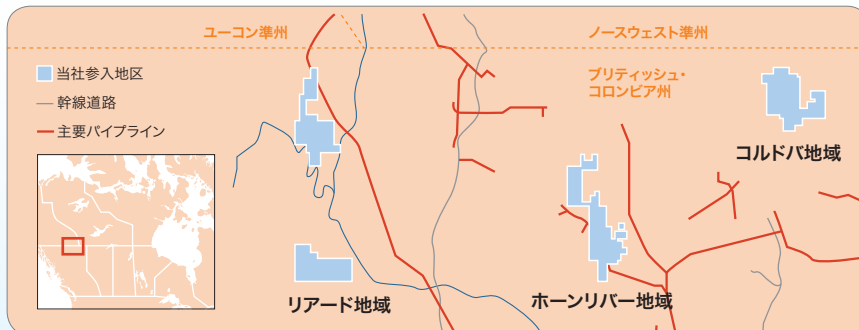
契約地域(鉱区)	作業状況	事業会社(設立)	権益比率(*オペレーター)
OSL 7280060T24	既発見/開発準備中	インベックスカナダ石油(株) (2006年11月28日)	同社 10% *TOTAL 38.25% Suncor 36.75% Occidental 15%
OSL 7405070799			
OSL 7404110452			

2. カナダ シェールガスプロジェクト

当社は、2012年8月にカナダ・ブリティッシュ・コロンビア州のホーンリバー、コルドバおよびリアードの各地域に保有するシェールガス鉱区に関し、NEXEN社との間で、各鉱区の40%の権益を取得しました。ホーンリバー、コルドバおよびリアード

の各地域は、既発見未開発のシェールガスが胚胎する地域であり、今後、本格的な開発作業を進め、ホーンリバー、およびコルドバの両鉱区合計で日量最大1,250百万cf(日量約20万バレル(原油換算))規模の生産を目指します。また、産出した

シェールガスをLNG化し、カナダ西海岸より輸出するための事業化検討スタディを実施しています。



契約地域(鉱区)	作業状況	事業会社(設立)	権益比率(*オペレーター)
ホーンリバー、コルドバ、リアード地域	一部生産中	INPEX Gas British Columbia Ltd. (2011年11月28日)	同社 40% *NEXEN 60%

3. コパ・マコヤ鉱区およびグアリコオリエンタル鉱区

当社は、1992年7月にベネズエラ中央部陸上のイースト・グアリコ鉱区の100%権益を取得し、オペレーターとして油田・ガス田の再活性化事業、新規探鉱および開発事業を行ってきました。その後、2006年に従来の操業サービス協定がジョイントベンチャー

契約に改定されたことを受け、イースト・グアリコ鉱区は新たにコパ・マコヤ鉱区(ガス事業)およびグアリコオリエンタル鉱区(原油事業)に変更されました。また、ジョイントベンチャー契約に移行したため、両鉱区とも契約期間が2026年まで延長されています。



契約地域(鉱区)	作業状況(生産量、2013年3月期平均、全鉱区ベース)	事業会社(設立)	権益比率(*オペレーター)
コパ・マコヤ	生産中 (原油:日量1千bbl 天然ガス:日量64百万cf)	Teikoku Oil & Gas Venezuela, C.A. (2006年6月7日)	*同社 70% PDVSA Gas 30%
グアリコオリエンタル			同社 30% *PDVSA CVP 70%

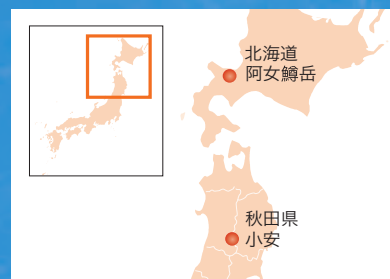
日本

日本における当社の2013年3月期の業績は、天然ガスの単価が上昇したことにより、売上高は1,189億円(前期比4.6%増)、営業利益は286億円(前期比16.1%増)となりました。



Q. 国内で進めている地熱開発の進捗は？

A. 2011年より北海道および秋田県にて地熱開発の共同調査を行っています。両地域では、すでに地表調査を実施済みで、地熱発電が可能な200度以上の地下温度が確認されています。2013年中に両地域それぞれで調査井の掘削を実施するなど、今後、調査を本格化させていただきます。



地熱開発の調査対象地域

Japan Q & A

1. 南長岡ガス田を中心とする国内天然ガス事業

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

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

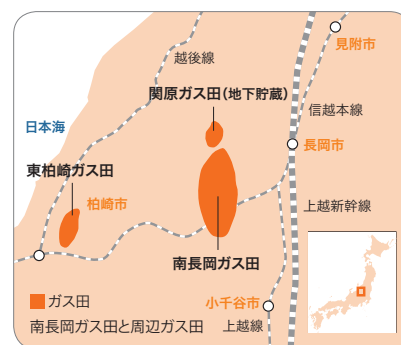
り、2020年代前半に年間25億m³を、長期的には30億m³規模の天然ガスの販売を目指しています。

このような成長を支えるため、2010年から静岡ガス（株）よりLNG気化ガスを導入して供給能力と供給安定性を向上させました。さらに、2014年初の稼働開始を目指して新潟県上越市の直江津にLNG基地を建設しています。

千葉県成東ガス田では、水溶性ガス田から天然ガスを生産するとともに、天然ガスを分離した後の地下水（かん水）からヨードを製造し欧米などに輸出しています。

国内天然ガスの生産量・販売量

生産量（国内油田・ガス田の合計、2013年3月期平均）	天然ガス：日量約134百万cf、 原油・コンデンセート：日量約4千bbl
天然ガス販売量（2013年3月期合計）	約17.5億m ³



2. 直江津LNG基地の建設

国内の天然ガス需要は、環境・省エネ意識の高まりによる石油系燃料からの転換や原油価格の高騰を背景に順調な伸びを見せており、今後も堅調に推移する見通しです。当社は、パイプライン沿線の需要家の皆さまへ天然ガスを長期に安定して供給するために、2009年から新潟県上越市（直江津港）においてLNG基地を建設しています。2014年初に予定される直江津LNG基地の稼働後は、当社が保有する海外プロジェクトからのLNGを受け入れる計画であり、従来の南長岡ガス田な

どから生産される国産天然ガスと合わせて、供給能力と安定供給体制が一層強化されます。

直江津LNG基地の概要

所在地	新潟県上越市八千浦12番
敷地面積	約25ha
ガス製造能力	750万m ³ /日 (LNG 240トン/時)
LNGタンク	18万kl×2基 (将来1基増設可能)
LNG受入能力	年間約150万トン
稼働開始予定	2014年初



ガスサプライチェーン

今後も堅調な伸びが予想される国内の天然ガス需要に対応するため、海外LNG事業と国内天然ガス事業のインフラを有機的に結びつける「ガスサプライチェーン」の構築を進めています。

ガスサプライチェーンでは、

- ① 国産天然ガス
- ② 静岡ガス（株）からのLNG気化ガス

③ 直江津LNG基地からのLNG気化ガスという3つの供給ソースを柔軟に組み合わせることにより、将来の需要増加に対する供給能力の向上や供給安定性を高めることができます。

当社は天然ガスを上流から下流まで、つまり、開発・生産・液化・輸送・気化・供給を一貫して手がけるガスサプライチェー

ンを足場として、ガス・電力事業者との連携強化による緊急時ガス融通体制の整備、パイプラインネットワークの拡大・広域化のほか、グローバルなLNGポートフォリオの構築など、天然ガスを利用した、エネルギー事業の展開を追求します。

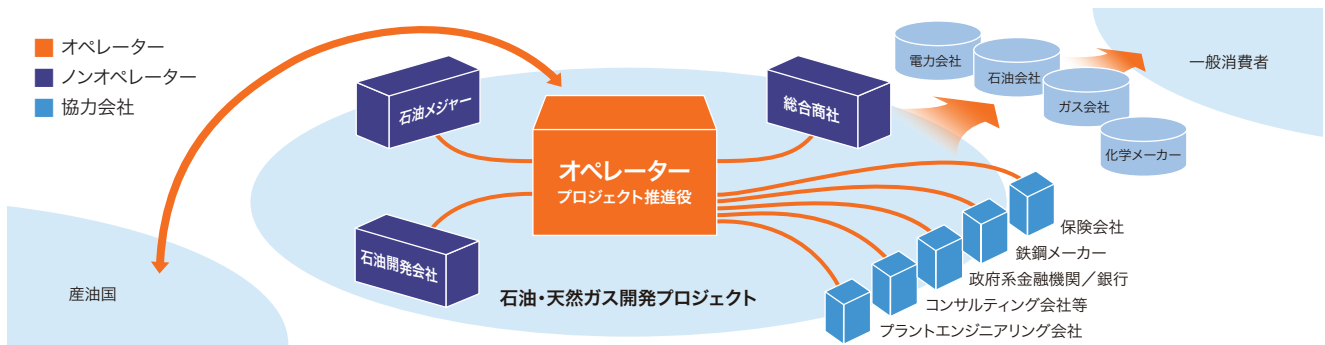
Column #3

プロジェクトのオペレーターを担う意義とは

石油・天然ガスの事業は、1社単独ではなく複数社でパートナーを組み、行われることが一般的です。これは、巨額な事業資金の負担を軽減し、石油・天然ガスが発見されない場合のリスク分散を図るためなどによります。

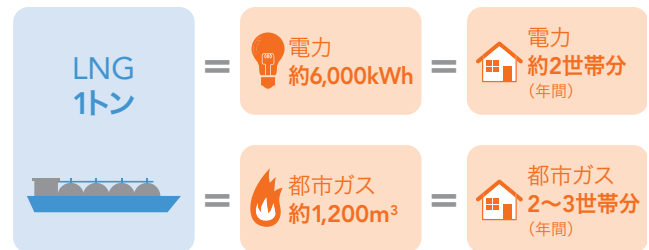
複数社から構成されるパートナーのなかで、代表して事業を主導するものを「オペレーター」と呼びます。オペレーターになる意義は、他パートナーを主導し、産油国との交渉に臨み、コントラク

ターなどの協力会社を的確に管理して石油・天然ガスの開発事業を成功させることで、「真の石油・天然ガス開発企業」として認められることにあります。資金拠出が中心となるノンオペレーターとは異なり、事業を主導するオペレーターとしてプロジェクトを成功させることは、さらに多くの良質なプロジェクトに参加する機会、すなわち新しい権益を獲得するチャンスが拡大することを意味しています。



LNG1トンとは

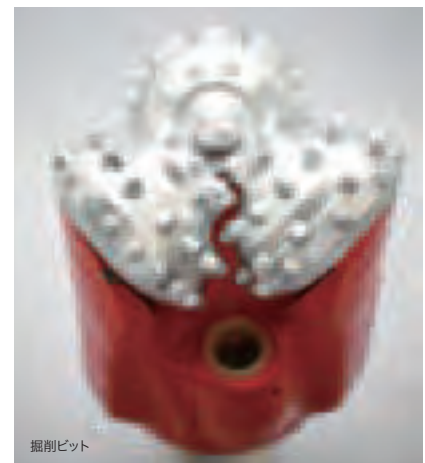
日本向けの液化天然ガス（LNG）は、主に、発電向けの燃料用と、都市ガス用に分かれます。LNG1トンが生むエネルギーは、前提によって異なりますが、発電用燃料の場合、一般的な発電用タービンで6,000kWh程度を発電できます。これは約2世帯が1年間に消費する電力量に相当します。都市ガスでは、LNG1トンで約1,200m³のガスを製造でき、これは2～3世帯の年間都市ガス消費量に相当します。



石油・天然ガスはどの程度「当たる」か

石油・天然ガス開発においては、井戸を掘削しても、十分な資源の発見に至る確率は極めて低いのが一般的です。当社の2011年3月期から2013年3月期における試探掘成功率は45.0%（3年平均）となっています。ただし、この数値にはすでに油・ガスの存在が確認された地層へ追加的に

掘る井戸も含まれています（従って、ワイルドキャットと言われる全く新しい地層に掘削する井戸の成功率に比べ高い数値が出る傾向があります）。井戸を掘る前に、地質調査や地震探鉱などの評価作業を充分に行い、有望な地質構造を厳選することで、成功率を上げていくことが重要です。



ENVIRONMENT, SOCIETY AND GOVERNANCE

6

環境・社会・ガバナンス



企業としての社会的責任 — 社会にとってかけがえのない存在であり続けるために

当社は、事業活動を通じて、経済成長や社会の発展に貢献することで、社会的にかけがえのない存在として、より一層評価される企業になることを目指しています。アニュアルレポート2013の環境・社会・ガバナンスセクションでは、主に2013年3月期におけるCSR活動の内容や、コーポレート・ガバナンスの充実に向けた取り組みについてお伝えいたします。

環境・社会・ガバナンスのサマリー ～2013年3月期の実績等

環境 ▶P.76-

環境側面の2013年3月期の主な実績

総廃棄物に占めるリサイクルの割合(国内外)

85.2%

水域への排出量

1,655,758m³

水資源使用量

1,749,451m³

温室効果ガス種別排出の内訳

単位(CO₂:トン、CH₄・N₂O:トン-CO₂)

種別	2011	2012	2013
CO ₂	346,357	355,601	501,536
CH ₄	13,428	8,161	10,516
N ₂ O	21	114	894

環境に関する 第三者検証を受審

環境パフォーマンスデータの情報開示にあたり、ビューローベリタスジャパン(株)による第三者検証を受審しています。



社会 ▶P.79-

社会側面の2013年3月期の主な実績

社会貢献活動費 **18.1億円**

次世代認定マーク「くるみん」取得

女性管理職数(比率) **20名(2.8%)**

外国人管理職数(比率) **108名(15.4%)**

離職者数(比率) **17名(1.3%)**



障がい者雇用の推移



コーポレート・ガバナンス ▶P.82-

コーポレート・ガバナンスの2013年3月期の主な実績

経営諮問委員会の開催

2012年10月1日
経営諮問委員会の設立を発表

2012年12月18日
第1回経営諮問委員会を開催

2013年6月6日
第2回経営諮問委員会を開催

コーポレート・ガバナンス体制の概要

- 組織形態
監査役設置会社
- 取締役
16名(うち社外5名)/任期1年
- 監査役
5名(うち社外4名)/任期4年
- 独立役員の数
9名(社外取締役5名、社外監査役4名)

社外取締役・監査役への賞与廃止

コーポレート・ガバナンス強化の観点から、2014年3月期以降の社外取締役・監査役に対する賞与を廃止し、確定額報酬に一本化しました。

5つのCSR重点テーマ

現在、CSRの取り組み課題のなかで、当社とステークホルダーの双方にとって影響が大きく、また当面強化が必要な5つの重点テーマを中心に取り組んでいます。



コンプライアンス

法令および社会規範の遵守
(人権への配慮含む)



HSE活動

操業における
安全管理と環境保全



社会貢献

地域との信頼醸成
と貢献(教育含む)



温室効果ガス対策

気候変動問題へ
の対応



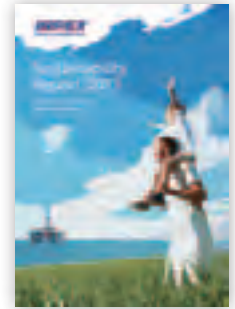
人材育成

グローバル企業
としての人材育成と活用

サステナビリティ レポート2013

より詳しい活動内容は、
サステナビリティレポート
2013および当社のCSR
サイトをご覧ください。

▶ inpex.co.jp/csr



イクシスの取り組み ▶ P.78



浚渫船

イルカなどへの影響を考慮し、ダーウィン湾では
水中発破によらない浚渫作業を行っています。

- ・気候変動に配慮した
操業
- ・気候変動に対応した
多様なエネルギーの
開発・供給

お取引先
パートナー

株主
投資家

お客さま

従業員

地域社会
NGO・NPO

産油
産ガス国

- ・操業地域のステーク
ホルダーとの十分な
コミュニケーション
- ・地域の文化・慣習等
を尊重
- ・操業地域の社会発
展にも寄与

- ・グローバル企業とし
て責任ある経営
- ・コンプライアンスの
遵守
- ・積極的なIR活動

社会貢献活動 ▶ P.80



コンゴ民主共和国における孤児院の学費援助

社会貢献活動費約18億円(2013年3月期)の
うち約7割を教育支援関係に充てています。

積極的なIR活動 ▶ P.89



個人投資家向けIR説明会
(2012年9月、大阪)

2013年3月期は合計9回の個人投資家向け説
明会を実施しました。

持続的な
社会の実現
・
継続的な
企業価値の
創出

HSEマネジメント

HSEマネジメントシステムの概要と推進体制

当社では、ISO9000、ISO14001、労働安全衛生マネジメントシステムならびにOGP^{※1}のガイドラインを参照しつつ、健康 (Health)、安全 (Safety)、環境 (Environment) への取り組みを包括した「HSEマネジメントシステム」を策定し、継続的な改善と向上に努めています。同システムは、環境安全方針、HSEマネジメントシステム規則、各種要領および指針群からなる文書とHSE委員会からなる組織、年度ごとに定めるHSE重点目標とHSEプログラムから構成されています。その管理方法には、リスクアセスメントからはじまるA-PDCAサイクル^{※2}を採用し、HSEマネジメントシステムの遂行を確かなものにしていきます。

※1 OGP (International Association of Oil & Gas Producers) : 国際石油・天然ガス生産者協会
 ※2 A-PDCAサイクル (Access-Plan-Do-Check-Act) : Accessはリスク管理と法のおよびその他の要求事項の設定、PlanはHSE計画書や緊急時対応計画の策定、DoおよびCheckはHSE関連データの収集分析やHSE監査、Actはマネジメントレビューから構成されています。

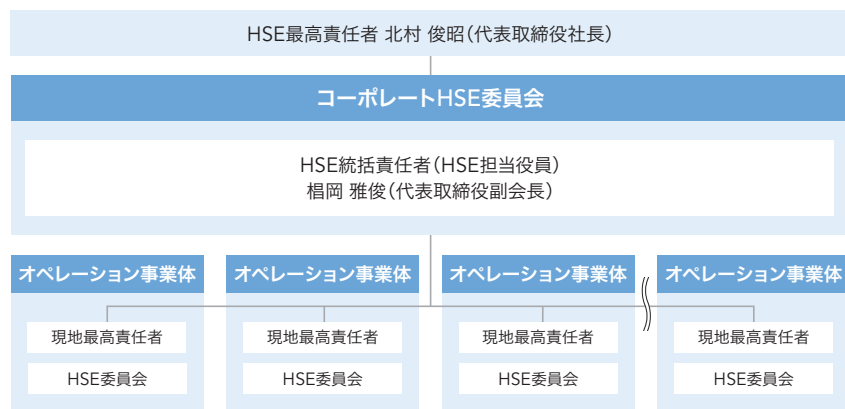
HSE監査とマネジメントレビュー

HSEパフォーマンスを継続的に改善していくため、コーポレート^{※3}と各オペレーション事業体を対象にHSE監査を実施しています。監査の対象は、HSEマネジメントシステムとその運用および関連するHSE活動すべてで、重点項目を設定し、各所で改善に取り組んでいます。

2013年3月期は、ベネズエラのコパ・マコヤ鉱区などでHSE監査を行いました。

※3 コーポレート：当社のHSEマネジメントシステムにおいて全社を統括する枠組み（組織および機能）を示す。

HSEマネジメントシステム推進体制図



HSE監査重点項目

- HSEマネジメントシステム構築状況
- A-PDCAサイクル充足度
- HSE重点目標有効性
- 前回監査指摘事項の改善状況
- コントラクター管理状況
- 緊急時対応の有効性評価



コパ・マコヤ鉱区におけるHSE監査の様子

HSEコミュニケーション

HSE意識向上のため社内コミュニケーションの活性化に取り組んでいます。2009年3月期より国内外オペレーション事業体の責任者によるHSE会議を毎年開催するとともに、各オペレーション事業体のHSE担当者を集めたHSE実務者会議を開催しています。

また、本社ではHSEユニットと海外事業本部とのコミュニケーション強化を目的に、定期的にHSE連絡会を開催し、当社のHSEマネジメントシステムの内容やHSE活動の状況等の情報の共有を行っています。



HSE会議の様子

担当役員からのメッセージ



代表取締役副会長 HSE担当 相岡 雅俊

当社は、2006年に策定した環境安全方針、および、2007年に策定したHSEマネジメント規則を中心に、労働安全衛生や環境保全に関するマニュアルやガイドラインを整備しています。このようなHSEに対する過去数年間の取り組みにより、当社のHSE文化の社内浸透度やHSE活動の実績値は改善傾向にありますが、世界の同業他社のHSE活動と比較すると不十分な点も多くあります。当社のHSEレベルをさらに高めるため、今後は、2013年4月からの3年間を対象とする「第2期HSE中期計画」において、HSE監査、HSEリスク管理、プロセスセーフティ管理、重大事故防止などに対し積極的に取り組んでいきます。

HSE文化の醸成とHSE教育

HSE文化を育むため、2012年3月期にHSE文化成熟度調査を実施しました。その結果を踏まえ、2013年3月期はHSE重点目標に「全社的なHSE力量のレベルアップ」「HSEコミュニケーション強化」を掲げ、取り組みを推進しました。

また、こうしたHSE文化を成熟させ、HSEに関する知識や能力を身につけるため、HSE能力・訓練要領に沿ったHSE教育プログラムを毎年実施しています。2013年3月期は、若手エンジニアを対象としたHSE研修を実施しました。



HSEプログラムの様子

HSE表彰について

当社は、HSE意識の高揚を図り、会社全体のHSE実績を高めるねらいから、優れたHSEの取り組みを表彰するHSE表彰を行っています。2013年3月期は、コントラクターを含めた4つのプロジェクト・チームがHSE活動表彰を受けました。そのうちのひとつ、南米のスリナム・プロジェクトでは、240日を超える掘削キャンペーンを通して“ゼロLTI”（休業災害をゼロにする活動）で作業を完了することができ、HSE表彰を受賞しました。



スリナム・プロジェクト

重大災害防止の取り組み

INPEX安全7原則周知キャンペーンの実施

安全に対する注意喚起を促すために、2013年7月の全国鉱山保安週間に合わせて「INPEX安全7原則周知キャンペーン」を実施しました。当社の従業員やコントラクターの代表者に対して安全7原則の説明会を実施するとともに、絵や文字を使った注意喚起用のポスター掲示や、ノベルティグッズを配布しました。

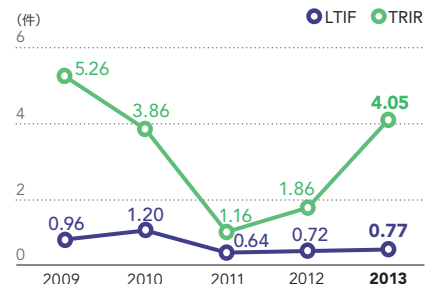


事故災害件数の削減に向けて

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

全社的には、災害発生頻度の目標指数を毎年掲げ、災害件数の削減に向けた活動を行っています。2013年3月期は、災害発生頻度の目標値LTIF（百万労働時間当たりの死亡者数と休業災害の発生頻度）は0.77、TRIR（百万労働時間当たりの医療処置を要する労働災害以上の災害発生頻度）は4.05となりました。

災害発生頻度 (LTIF, TRIR)



環境対応

地球温暖化防止対策

天然ガスの主成分であるメタンは、温室効果ガスの一種で、その温室効果はCO₂の21倍もあります。石油・天然ガス事業では、操業上の理由から、一時的にメタンを大気中に放散せざるを得ない場合がありますが、当社ではメタンの排出量を抑制すると同時に、排出が避けられない場合であっても、各事業場に順次グランドフレア[※]装置を導入することで排出量の抑制に努めています。

※ グランドフレア：原油採掘施設、ガス処理施設、製油所などで発生する余剰の炭化水素ガスをそのまま放散せず、焼却無害化する装置のこと。焼却炎を上置き煙突状炉内で燃焼する形式のため夜間照明や騒音など周辺環境への影響が少ない。

主な温室効果ガスの排出源

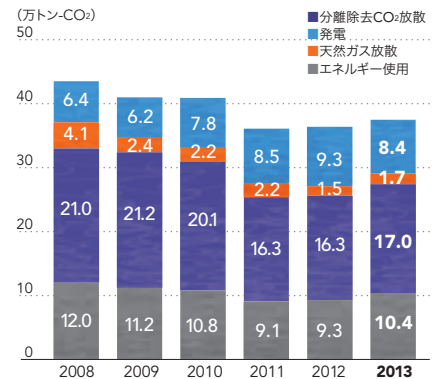
- ① 石油・天然ガス事業におけるエネルギーの使用
- ② 天然ガスからの分離除去CO₂の放散
- ③ 天然ガスの放散に由来するCO₂
- ④ 発電事業におけるエネルギー使用に由来するCO₂

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

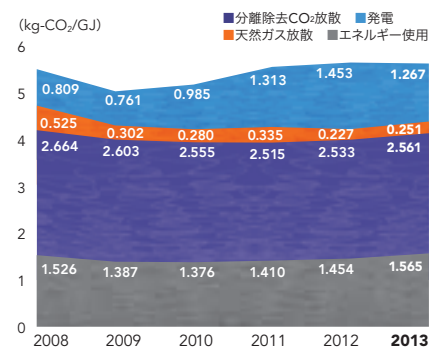


秋田鉱業所新堀集油所 グランドフレア

温室効果ガス排出量の推移(国内)



温室効果ガス排出原単位の推移(国内)



水使用量削減と

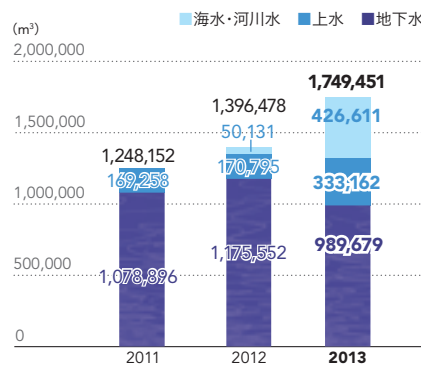
水質汚濁防止の取り組み

各オペレーション事業体では、各国の環境法令を遵守して排水を管理しています。生産した原油や天然ガス中には、地層水が含まれている場合があり、生産設備において分離回収します。その際は、残留する油分などの処理を行います。

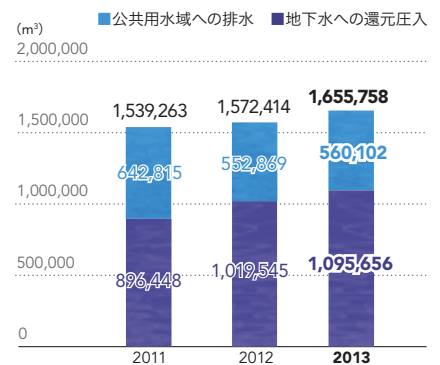
国内の生産設備では、排出基準を遵守して排水しています。たとえば坑水の排水に際しては、坑廃水処理施設にてホウ素や窒素化合物などの濃度を条例で定める排水基準値以下とし、河川に放流しています。

海上リグおよびLNG受入基地の建設では、冷却に使用する海水を海中へ排水しますが、その際は、排水と海水の温度差や、水質を確認して海中の生態系に与える影響を最小限に抑えた上で排水しています。

水資源使用量の推移



水域への排出量の推移



プロジェクトにおける生物多様性保護



ダーウィン湾におけるサンゴの監視

ダーウィン湾での浚渫作業では、湾内の水が濁る雨季の間に大部分の作業を行うことで、周辺環境への影響を最小限に抑えています。また、作業に際しては、環境監視プログラムにて、浚渫作業による堆積物への影響を測定し、ダーウィン湾およびその周辺の生態系保全に努めています。

人権・人材・ダイバーシティ

人権の尊重

当社は、世界各地で石油・天然ガス開発事業を展開するにあたり、人権に関する各種の国際規範、操業地域の社会規範を遵守しています。具体的には、世界人権宣言やILO国際労働基準等の人権に関する国際規範や、世界人権宣言等に基づく国連グローバル・コンパクトの10原則を遵守しています。

当社が参加するオペレータープロジェクトにおいては、事業活動が操業地域に与える人権側面含む環境・社会面での影響を調査し、リスクの特定に努めています。その際、地元政府や地域住民をはじめとするステークホルダーとの対話を重視しています。

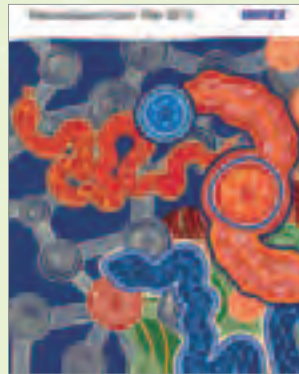


地域住民との対話(インドネシア)

プロジェクトにおける先住民への配慮

イクシスLNGプロジェクトを進める豪州北部準州では、州内の人口の約40%を先住民が占めており、当社は先住民に配慮したプロジェクトの運営を行っています。

当社は、ダーウィン周辺の土地と水の歴史的な所有者である先住民のラキア族と覚書を交わし、協力と相互尊重を基礎とした関係を築いています。また、2013年5月に先住民との関係、尊重、機会の3つの重点テーマを記載した『先住民社会との協調活動計画(RAP)』を発行し、先住民社会に対する当社のコミットメントと活動計画を公的文書として示しています。



先住民社会との協調活動計画(RAP)
表紙デザイン中央の輪は、資源開発とそこから供給されるエネルギーを表しています。

人材育成と活用

各種人事施策をグローバルな視点で推進し、国際競争力を有する組織づくりを目指すため、2013年3月期に「INPEX HR VISION」を制定しました。これに基づき、人材の育成に関しては、事務系・技術系など、それぞれの職群に求められる人材像・役割・能力に基づき研修を実施しています。またグローバルな事業に対応するため、海外語学研修、海外事務所研修、海外の専門研修機関への派遣などを行っています。

ダイバーシティの推進

次世代認定マーク「くるみん」取得

労働者の仕事と子育ての両立支援に関する取り組みを記載した「一般事業主行動計画」の策定と実施、目標達成に関して、当社の実績が認められ、2012年8月に、「次世代育成支援対策推進法」に基づく認証基準を満たしたことを示す、厚生労働省の次世代認定マーク(愛称:くるみん)を取得しました。



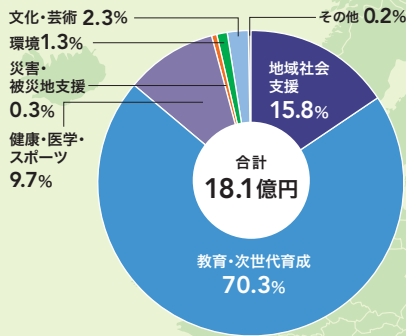
社内研修の様子



社会貢献活動

当社は、事業進出国・地域において、政府、地域住民、NGO等とのコミュニケーションに努め、先方のニーズをくみ取った上で、必要な取り組みを実施しています。地域の文化・慣習等を尊重しながら操業地域の社会発展にも寄与する形での事業実施を目指しています。

2013年3月期の分野別社会貢献活動費



アゼルバイジャン・グルジア・トルコ

地域社会の農業支援プロジェクト

ACGおよびBTCパイプラインプロジェクトでは、アゼルバイジャンの農業支援事業に協賛しています。総額約100万米ドルを投じて温室、蜂やその巣箱などを提供するとともに、農家向けに教育・訓練事業を行っています。

支援先の養蜂農家



コンゴ

ムアンダ市の貢献事業

コンゴ民主共和国のムアンダ市内において、健康・医学、教育、インフラ整備の分野で、地域発展に寄与する活動を行っています。

現地の孤児院



UAE・アブダビ

国際狩猟・乗馬展示会

当社は2004年からアブダビ国際狩猟・乗馬展示会 (ADIHIX) に毎年出展し、日本古来の鷹狩文化をはじめ、日本刀、茶道などの伝統文化を紹介しています。

当社ブース出展関係者



アンゴラ

カビンダ地域での貢献事業

アンゴラ共和国のカビンダ地域において、メディカルセンターなどの施設建設、医療器具、薬、家具等の整備に資金を拠出するなど、地域発展に寄与する活動を行っています。



現地の施設

マレーシア

技術系研修生の受入

マレーシアのサバ沖プロジェクトでは、当社のクアラランプール事務所にて、現地の若手石油技術者をOJT (On the Job Training) 研修生として受け入れ、技術研修の機会を提供しています。



OJT中の地質技術者

インドネシア

教育環境の整備を支援

マハカム沖鉦区では、東カリマンタン州において教育支援プログラムを実践しています。2012年は生徒の教育水準の向上を目的に、学校施設の新築や改修等の教育環境の整備に取り組みました。



現地の学校施設

東チモール

野菜栽培用の温室建設や 農業訓練を支援

東チモールの首都ディリ近郊にて、大型温室野菜生産設備を建設し、地元農家に対し水耕栽培の技術支援などを行っています。この取り組みにより、農家の生計の安定と農業生産力の向上に貢献することが期待されています。



野菜栽培用の温室

新潟県

直江津LNG タンク内絵描きイベント

LNGタンクの開口部の閉塞が間近になった2012年5月に近隣の小学校2校の生徒66名および先生11名を招いて、「LNGタンク内槽に絵描きをする等のイベント」を開催しました。



LNGタンク内での絵描きの様子

東京(本社)

人気教材シリーズ 「天然ガス開発のひみつ」を寄贈

学研の人気教材「まんがでよくわかるシリーズ」の「天然ガス開発のひみつ」の制作にあたり、構成やイラスト表現など全般的な監修に協力しました。この教材を全国約23,500の小学校と約3,000の図書館に寄贈しました。



学研の教材「まんがでよくわかるシリーズ、天然ガス開発のひみつ」



インドネシア

マングローブの植林

マハカム沖鉦区では、マハカムデルタ地域の住民と協力して「マングローブ100万本植林計画」を立案し、2012年には約160万本のマングローブの苗木を植えました。



マングローブ植林の様子

豪州

研究センターの設立を支援

チャールズ・ダーウィン大学の北部石油・天然ガス研究センターの設立に300万豪ドルを支援しました。同センターは2012年にオープンし、学生などへ石油・天然ガスに関する教育やトレーニングを実施しています。



支援の様子

豪州

科学学習プログラムへの協賛

イクシスLNGプロジェクトでは、豪州北部準州の3校に、理数強化を引き上げることを目的とした「科学技術工学関連強化」(STELR)プロジェクトに参加する機会を提供しています。



科学学習プログラムの様子

コーポレート・ガバナンス

当社は、グローバルな企業として責任ある経営を行うために、コーポレート・ガバナンスの持続的強化に取り組んでいます。(記載内容は、時期等の記載がある場合を除き、2013年6月26日現在の状況)

コーポレート・ガバナンス体制の概要と体制強化の変遷

コーポレート・ガバナンス体制の概要

- **組織形態** 監査役設置会社
- **取締役** 定款上の員数 16名以下
人数(うち社外取締役)...16名(5名)
任期 1年
- **監査役** 定款上の員数 5名以下
人数(うち社外監査役) ...5名(4名)
任期 4年
- **独立役員の人数** 9名
(社外取締役5名、社外監査役4名)
- **ライツプラン等の買収防衛策** 無
- **その他** 経済産業大臣に対して
甲種類株式を発行

コーポレート・ガバナンス体制強化の変遷

	監督・監査機能強化	経営課題への取り組み	報酬関係
2006		コンプライアンス委員会設置	
2007		情報セキュリティ委員会設置	
2008	執行役員制度導入	コーポレートHSE委員会設置	
2009	監査役サポート体制の強化 (補助職2名(うち1名は管理職)を 兼務任命)		
2012 + 2013	取締役および執行役員の 任期短縮(2年から1年へ) 社外取締役を追加選任 (4名から5名へ) 社外取締役・監査役の 計9名を東証の定める 独立役員として届出 経営諮問委員会の設置	CSR委員会設置 INPEX中長期ビジョン策定	自社株購入ガイドライン制定 社外取締役・監査役の 報酬において賞与を廃止し、確 定額報酬に一本化

経営諮問委員会の設置について

当社は、経営に関連する国内外の政治経済、エネルギー情勢、CSR分野等の諸課題について、国内外の有識者から多面的かつ客観的な助言・提言をいただき、企業価値およびコーポレート・ガバナンスのさらなる向上を実現すべく、2012年10月1日付で経営諮問委員会を設置しました。委員会は年2回程度開催することとしており、第1回会合を2012年12月、第2回会合を2013年6月に開催しています。

第1回会合(2012年12月18日)の議題

- ・当社を取り巻く経営環境
(米国のエネルギー政策、米国シェールガス革命がもたらす国際政治・経済情勢への影響等)

第2回会合(2013年6月6日)の議題

- ・米国のシェールガス・オイル開発の進展がエネルギー需給構造や価格等に与える影響
- ・米国のエネルギー需給の変化等に伴う国際情勢への影響
- ・中東情勢の見通し等世界的なカントリーリスクの変化
- ・グローバル企業としてのCSR経営の推進等



出席委員(前列、左から)

- | | | | |
|-----------------------------|---|--|--|
| 山内 昌之 委員
東京大学名誉教授 | 十市 勉 委員
一般財団法人
日本エネルギー
経済研究所 顧問 | 黒田 かをり 委員
一般財団法人
CSOネットワーク
事務局長・理事 | ケント カルダー 委員
ジョンズ・ホプキンス大学教授、
エドウィン・O・ライシャワー
東アジア研究センター長 |
|-----------------------------|---|--|--|

当社参加者(後列、左から)

- | | | | |
|---------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------------------|
| 由井 誠二
取締役専務執行役員 | 北村 俊昭
代表取締役社長 | 黒田 直樹
代表取締役会長 | 福岡 雅俊
代表取締役副会長 |
|---------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------------------|

当社の経営体制

[1] 取締役および取締役会

重要な業務執行に関する審議・決定の際は、幅広い見識を持つ社内出身の取締役に加え、当該見識を持つ適切な社外取締役により、合理的、効率的かつ客観的にその意思決定の妥当性を確保しています。

当社の取締役会は16名で構成され、うち5名は社外取締役です。取締役会は、毎月1回および必要に応じて随時開催し、重要な業務執行について審議・決定するほか、取締役の職務の執行を監督しています。また、経営環境の変化に素早く対応し、経営責任をより明確化する観点から取締役の任期を1年としています。

[2] 経営会議および執行役員制度

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

また、当社は急速に変化する経営環境および業容の拡大に的確・迅速に対応するため、執行役員制度を導入しています。なお、執行役員の任期も、取締役と同様に1年としています。

[3] 役員報酬

石油・天然ガス開発事業は、事業の着手から投資額の回収まで長期間を要するため、短期間の業績を取締役報酬に反映することにはなじまないと考えています。取締役の報酬等は、役位ごとの職務内容を踏まえて支給される月額報酬（基本報酬）と会社業績等を踏まえた賞与から構成され、取締役会にて決定しています。監査役の報酬等は同様に月額報酬（基本報酬）と賞与からなり、監査役の協議にて決定しています。

2013年3月期における取締役および監査役の報酬等の額は左下表の通りです。なお、コーポレート・ガバナンスの強化の観点から、2014年3月期以降の社外取締役・監査役に対する賞与を廃止し、確定額報酬に一本化しています。

[4] 会計監査および監査報酬

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

取締役および監査役の報酬等(2013年3月期)

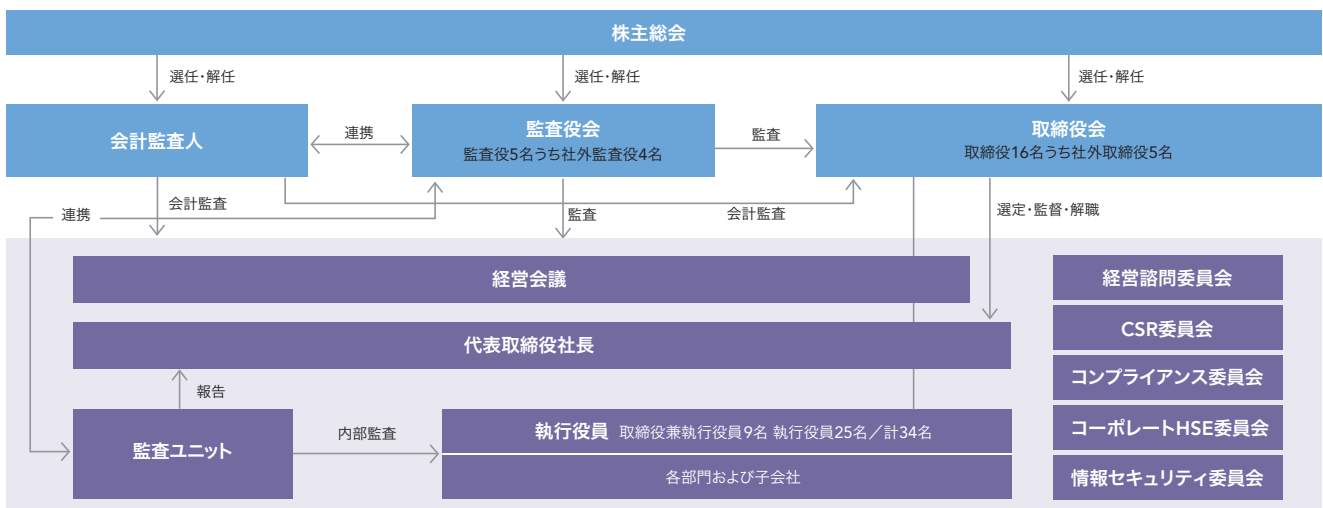
役員区分	報酬等の総額(百万円)	報酬等の種類別の総額(百万円)		対象となる役員の数(名)
		基本報酬	賞与	
取締役(社外取締役を除く)	500	403	97	12
監査役(社外監査役を除く)	27	25	2	1
社外役員	79	69	10	10

- (注) 1. 当社はストックオプション制度を導入していません。
 2. 当社には退職慰労金制度はありません。
 3. 報酬等の総額には、当事業年度にかかる役員賞与引当金の繰入額が含まれています。
 4. 対象となる役員の数には、2012年6月26日開催の第6回定時株主総会終結の時をもって任期満了により退任した取締役2名(うち社外取締役1名)が含まれています。
 5. 上記の報酬等の額のほか、当期において社外役員が当社の子会社から受けた役員としての報酬等の総額は2百万円です。

監査公認会計士等に対する報酬の内容(2013年3月期)

会計監査法人名	新日本有限責任監査法人
業務を執行した公認会計士の氏名	梅村 一彦、高橋 聡
会計監査業務にかかる補助者の構成	公認会計士:19名、その他:29名
監査証明業務に基づく報酬	199百万円 (当社:134百万円、連結子会社:65百万円)
非監査業務に基づく報酬	35百万円 (当社:23百万円、連結子会社:12百万円)

当社のコーポレート・ガバナンス体制図



社外役員を選任理由および独立性

[1] 社外取締役

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

当社の社外取締役5名は、資源・エネルギー業界や財務・法務等の分野において、または経営者としての豊富な経験と幅広い見識を有しています。一方、社外取締役のうち4名は当社株主であり当社と同一分野の事業を行う企業の取締役等を兼任していることから、競業その他利益相反の可能性について特段の留意が必要と認識しています。そのため、会社法上の競業禁止義務、利益相反取引への適切な対処や情報漏洩防止等に関する対応を確認する「誓約書」を、社内取締役と同様に受理しています。

[2] 社外監査役

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

当社の社外監査役は、監査役全5名のうち4名を占めており、各社外監査役は、当社の事業や財務および会計等の分野における豊富な経験と知見を有し、それらを当社の監査業務に生かしています。なお、社外監査役のうち1名は当社と同一分野の事業を行う石油資源開発(株)の取締役を兼任しています。

[3] 社外役員の独立性

当社の社外取締役(5名)および社外監査役(4名)は、東京証券取引所が定める独立性の基準^{*}を満たしており、全員の9名を独立役員として届け出しています。

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

[4] 監査役会および監査役

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

監査役は、取締役会や経営会議に出席するとともに、担当部署からのヒアリングや報告等を通じて取締役の職務の執行を監査しています。また、会計監査人と定期的におよび随時会合を持ち、監査に関する報告等を受けており、さらに、常勤監査役は内部監査部門(監査ユニット)から内部監査や内部統制評価の状況について適宜報告を受けています。

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

社外取締役



若杉 和夫
取締役(社外)

香川 幸之
取締役(社外)

加藤 晴二
取締役(社外)

外池 康太郎
取締役(社外)

岡田 康彦
取締役(社外)

若杉 和夫

昭和28年4月 通商産業省(現経済産業省)入省
昭和59年6月 同省 通商産業審議官
昭和61年9月 (株)日本長期信用銀行(現(株)新生銀行)顧問
平成5年6月 三菱電機(株)代表取締役副社長
平成7年5月 石油資源開発(株)顧問
平成7年6月 同社 代表取締役社長
平成8年6月 インドネシア石油(株)(国際石油開発(株))非常勤取締役
平成13年6月 石油資源開発(株)代表取締役会長
平成18年4月 国際石油開発帝石ホールディングス(株)(現当社)非常勤取締役(現)
平成19年5月 石油資源開発(株)相談役
平成25年6月 石油資源開発(株)顧問(現)

香川 幸之

昭和45年4月 三井物産(株)入社
平成13年9月 三井石油開発(株)非常勤取締役
平成13年10月 三井物産(株)エネルギーグループエネルギー本部長
平成14年4月 同社 執行役員エネルギーグループエネルギー本部長
平成15年4月 同社 常務執行役員エネルギー本部長
平成17年4月 三井石油開発(株)代表取締役副社長
平成17年6月 同社 代表取締役社長CEO
平成18年6月 同社 代表取締役社長CEO兼CCO
平成19年6月 国際石油開発帝石ホールディングス(株)(現当社)非常勤取締役(現)
平成24年6月 三井石油開発(株)特別顧問(現)

加藤 晴二

昭和46年4月 三菱商事(株)入社
平成9年7月 同社 LNG事業第一部長
平成15年4月 同社 執行役員天然ガス事業本部長
平成18年4月 同社 執行役員天然ガス事業第二本部長
平成19年4月 同社 常務執行役員エネルギー事業グループCOO
平成20年4月 同社 常務執行役員エネルギー事業グループCEO
平成22年6月 当社 非常勤取締役(現)
平成23年6月 三菱商事(株)顧問(現)

外池 康太郎

昭和53年4月 日本鉱業(株)入社
平成12年4月 日鉱金属(株)金属事業部総括室長
平成15年10月 同社 企画部グループ経営担当部長
平成18年4月 同社 経営企画部企画担当部長
平成20年4月 同社 執行役員経営企画部企画担当部長兼金属事業本部総括室長兼金属事業本部銅事業部企画部長
平成21年4月 同社 金属事業本部銅事業部審議役兼経営企画部企画担当部長兼金属事業本部総括室長
平成22年4月 JXホールディングス(株)執行役員企画1部長
平成24年6月 当社 非常勤取締役(現)
平成24年6月 JXホールディングス(株)取締役常務執行役員(現)

岡田 康彦

昭和41年4月 大蔵省(現財務省)入省
平成6年7月 東京国税局長
平成7年5月 証券取引等監視委員会事務局長
平成11年7月 環境事務次官
平成15年6月 社団法人全国労働金庫協会理事長兼労働金庫連合会理事長
平成24年1月 弁護士登録、弁護士法人北浜法律事務所代表社員(現)
平成24年6月 当社 非常勤取締役(現)

社外取締役・社外監査役の兼職状況、選任理由等

	氏名	独立役員	重要な兼職の状況	選任理由	2013年3月期における取締役会、監査役会への出席状況
社外取締役	若杉 和夫	✓	株主である石油資源開発(株)の顧問	経営者としての豊富な経験と幅広い見識を当社経営に生かしていただくため。	取締役会16回中15回
	香川 幸之	✓	株主である三井石油開発(株)の特別顧問	経営者としての豊富な経験と幅広い見識を当社経営に生かしていただくため。	取締役会16回中15回
	加藤 晴二	✓	株主である三菱商事(株)の顧問	資源・エネルギー業界における豊富な経験と幅広い見識を当社経営に生かしていただくため。	取締役会16回中16回
	外池 廉太郎	✓	株主であるJXホールディングス(株)の取締役常務執行役員	資源・エネルギー業界における豊富な経験と幅広い見識を当社経営に生かしていただくため。	取締役会12回中12回
	岡田 康彦	✓	弁護士法人北浜法律事務所の代表社員	金融機関の運営経験に加え、財務等の分野における豊富な経験と幅広い見識および弁護士としての専門知識や経験を有しているため。	取締役会12回中12回
社外監査役	戸恒 東人	✓	—	財務等の分野における豊富な知見と経験を有しているため。	取締役会16回中15回 監査役会15回中14回
	角谷 講治	✓	—	金融等に関する知見を当社の監査業務に生かしていただくため。	取締役会16回中16回 監査役会15回中15回
	佐藤 弘	✓	株主である石油資源開発(株)の代表取締役副社長執行役員	資源・エネルギー業界における豊富な経験と財務および会計等に関する知見を当社の監査業務に生かしていただくため。	取締役会16回中13回 監査役会15回中12回
	船井 勝	✓	丸紅(株)の元特別顧問	資源・エネルギー業界における豊富な経験と財務および会計等に関する知見を当社の監査業務に生かしていただくため。	取締役会16回中16回 監査役会15回中15回

監査役



高井 義嗣
常勤監査役

戸恒 東人
常勤監査役(社外)

角谷 講治
常勤監査役(社外)

佐藤 弘
監査役(社外)

船井 勝
監査役(社外)

高井 義嗣

昭和49年4月 帝国石油(株)入社
平成11年3月 同社 社長室長兼LNG企画室長
平成13年3月 同社 理事社長室長兼LNG企画室長
平成14年3月 同社 取締役経理部長
平成17年3月 同社 常務取締役
平成20年10月 当社 常務執行役員資材・情報システム本部長
平成23年6月 当社 常勤監査役(現)

戸恒 東人

昭和44年7月 大蔵省(現財務省)入省
平成7年7月 理財局次長
平成9年7月 造幣局長
平成10年7月 中小企業金融公庫理事
平成16年8月 あずさ監査法人(現有限責任あずさ監査法人)顧問
平成18年6月 国際石油開発(株)常勤監査役
平成19年6月 国際石油開発帝石ホールディングス(株)(現当社)常勤監査役(現)

角谷 講治

昭和51年4月 日本輸出入銀行入行
平成13年4月 国際協力銀行 国際金融第1部長
平成14年4月 同行 総務部長
平成17年10月 同行 大阪支店長
平成19年10月 同行 理事
平成20年10月 (株)日本政策金融公庫国際協力銀行特別参与
平成22年5月 同社 退職
平成22年6月 当社 常勤監査役(現)

佐藤 弘

昭和45年4月 石油資源開発(株)入社
同社 経理部長
同社 取締役経理部長
同社 常務執行役員
国際石油開発帝石ホールディングス(株)(現当社)非常勤監査役(現)
平成18年6月 石油資源開発(株)常務取締役執行役員
平成19年6月 同社 専務取締役執行役員
平成22年6月 同社 代表取締役副社長執行役員(現)

船井 勝

昭和47年4月 丸紅(株)入社
平成10年4月 同社 経営企画部長
平成12年4月 丸紅米国会社副社長兼CFO
平成13年4月 同社 副社長兼CFO兼CAO
平成14年4月 丸紅(株)リスクマネジメント部長
平成15年4月 同社 執行役員、経営企画部長
平成17年4月 同社 常務執行役員、CIO、人事部 情報企画部リスクマネジメント部担当役員
平成17年6月 同社 代表取締役常務執行役員、CIO、人事部 情報企画部リスクマネジメント部担当役員
平成19年4月 同社 代表取締役専務執行役員、総務部 人事部 リスクマネジメント部 法務部担当役員
平成21年4月 同社 代表取締役副社長執行役員、CIO、情報企画部 経理部 営業経理第一部 営業経理第二部 営業経理第三部 財務部担当役員、監査部担当役員補佐、IR担当役員
平成22年4月 同社 代表取締役副社長執行役員、監査部担当役員補佐
平成22年6月 当社 非常勤監査役(現)
平成23年4月 丸紅(株)特別顧問

内部統制システムとリスクマネジメント

内部統制システムの概要

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

取締役および使用人の法令・定款の遵守

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

取締役の職務の執行にかかる情報の保存および管理

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

損失の危険の管理に関する規程その他の体制

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

取締役の職務の執行の効率性

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

企業集団における業務の適正性

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

監査役の職務を補助する使用人

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

監査役を補助する使用人の独立性

- 監査役職務補助者の人事異動は、監査役と協議する

監査役への報告

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

監査役の実効性確保

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

甲種類株式について

当社は定款の定めにより、経済産業大臣に対して甲種類株式を発行しています。甲種類株式は株主総会における議決権を有していませんが、経営上の一定の重要事項について拒否権を行使することがあります。当社としては、経済産業大臣による甲種類株式の保有は、当社に対する経営支配や投機目的による敵対的買収等の危険を防止する手段として有効なもの

と考えられるとともに、ナショナル・フラッグ・カンパニーとして我が国向けエネルギーの安定供給の効率的実現の一翼を担うことが期待され、対外的な交渉、信用面で積極的な効果が期待できると考えています。

▶ 参照：事業等のリスク
「8. 甲種類株式について」P.138-139

株式データ（2013年3月31日現在）

発行可能株式総数

普通株式：

9,000,000株（2013年10月1日の株式分割後3,600,000,000株）

甲種類株式：1株

株主数および発行済株式の総数

普通株式：40,610名／

3,655,809株（2013年10月1日の株式分割後1,462,323,600株）

甲種類株式：1名（経済産業大臣）／1株

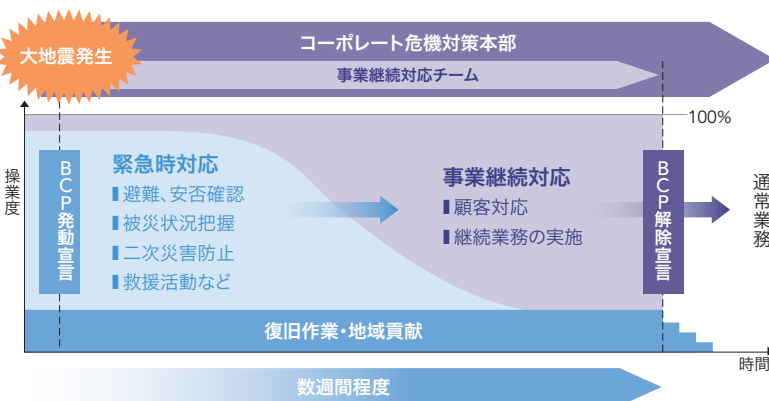
リスクマネジメントの概要

緊急事態を想定した事業継続計画 (BCP)

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

東日本大震災を踏まえ、既存BCPマニュアルの更新を行い、首都直下型地震を想定した上で、大地震発生時の初動対応からBCP体制移行時までの対応を定めています。また、BCPでは新型インフルエンザへの対応も含めており、感染拡大により事業運営に支障をきたす恐れがある場合を想定した対応マニュアルを全社員に配布しています。

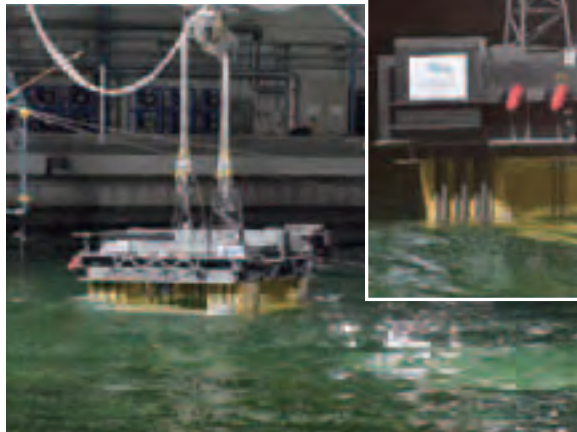
緊急時対応と事業継続対応の全体像



コーポレート危機対策本部における議論の様子

気候変動リスクへの対応

気候変動が当社にもたらすリスクには、異常気象による生産施設やパイプラインへの損傷、操業現場における水不足、水位上昇による操業への影響、温室効果ガス排出に関する規制などがあげられます。当社はプロジェクトを進める上で、各リスクを踏まえた対策を行っており、たとえばイクシスLNGプロジェクトでは、大規模なサイクロンにも耐えられる洋上施設の設計、海面上昇を考慮した施設の配置をしているほか、アバディLNGプロジェクトでも、洋上施設設計におけるサイクロン対策を行っています。

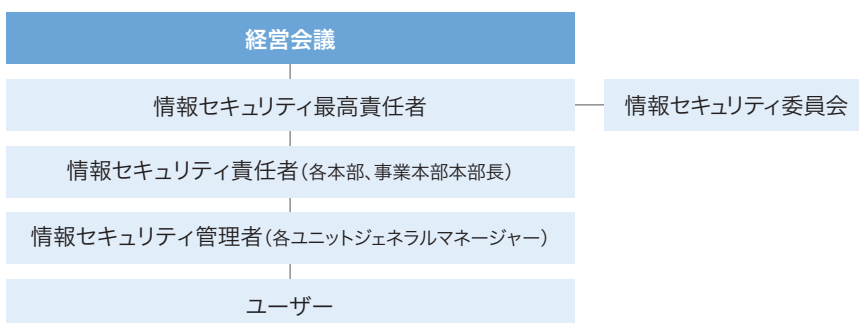


海上施設のモデルテストの様子

情報セキュリティへの取り組み

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

情報セキュリティ管理体制図



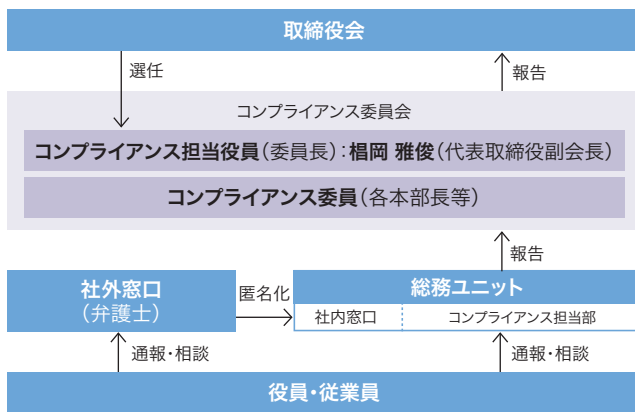
コンプライアンス、情報開示体制について

コンプライアンスへの取り組み

[1]コンプライアンス委員会

コンプライアンスへの一貫した取り組みを当社全体として推進するため、代表取締役副会長を委員長（コンプライアンス担当役員）とするコンプライアンス委員会を設置しています。同委員会は、監査役や監査役会、会計監査人、内部監査部門である監査ユニットと連携し、コンプライアンスに関する施策の立案・実施、再発防止策の策定などを行っています。

コンプライアンス委員会と内部通報制度

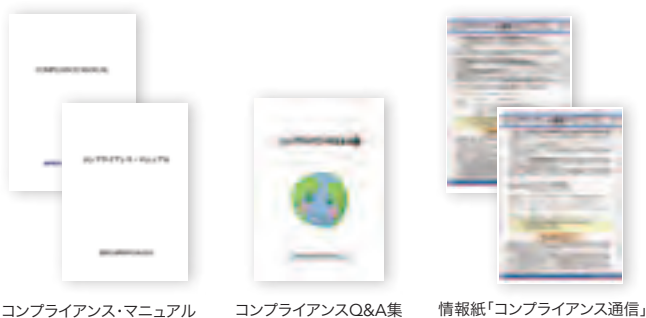


[2]内部通報制度

2006年4月に公益通報者保護法に準拠した内部通報制度を設置し、当社の役員・従業員を対象に運用しています。通報は匿名で行うこともでき、通報者が不利益な扱いを受けないよう保護を徹底しています。2013年3月期は4件の通報がありました。

[3]コンプライアンス教育

当社の一人ひとりに「コンプライアンス・マニュアル」および「コンプライアンスQ&A集」を配布するとともに、社内イントラネット上にコンプライアンス専門のホームページを開設し、毎月、社内従業員向けに情報紙「コンプライアンス通信」を発行・掲載しています。また、コンプライアンスの意識を向上させるため、階層別（ミドルマネジメント、一般社員向け）のコンプライアンス研修、eラーニング、担当弁護士を講師とした集合研修を実施しています。



コンプライアンス・マニュアル

コンプライアンスQ&A集

情報紙「コンプライアンス通信」

[4] 腐敗防止への取り組み

国連グローバル・コンパクトへの参加

当社は、2011年12月より国連グローバル・コンパクトに参加しています。人権、労働、環境、腐敗防止に関する4分野10原則に賛同し、国際社会の持続可能な成長に寄与することを目指しています。



腐敗防止に関する役員・従業員への周知

当社の全役員・従業員が守るべき「行動規範」において、贈収賄・汚職禁止に関する関係各国の諸法令を遵守する旨を定めています。また、腐敗防止を徹底するための具体的なガイドラインを現在作成しており、それに基づきグローバルな腐敗防止体制の強化を図っています。

EITIへの参加

2012年10月よりEITI(The Extractive Industries Transparency Initiative)に参加しています。EITIは、資源産出から資源産出国政府への資金の流れにおける透明性を改善することで、政治腐敗および貧困を撲滅し、資源産出の経済発展を目指す国際的な取り組みであり、2013年5月時点で、40の資源産出国、日本を含む多数の支援国、そして数多くの企業やNGOが参加しています。



▶「EITI」のウェブサイト
www.eitransparency.org



EITI年次総会における展示ブースの様子



コンプライアンス研修の様子(柏崎)

情報開示体制とIR活動

[1] 情報開示体制について

当社は、適切な情報開示に向けて、社内規程「会社情報開示規程」を定め、会社全体の情報収集・管理、伝達・開示のプロセスを定めています。

▶ 詳細は、当社ウェブサイト inpex.co.jp/ir/policy をご参照ください。

IR活動は、代表取締役、担当役員およびIRグループの専任スタッフ6名が国内外の株主や投資家の皆さまへ対応しています。IR情報に関するご質問はIRグループ（電話：03-5572-0234、インターネットを經由したお問い合わせ、資料請求：inpex.co.jp/ir/inquiries）までお問い合わせください。

[2] 株主・投資家コンタクト（IR活動）

1. 株主総会の活性化および議決権行使の円滑化に向けた取り組み状況

	補足説明
株主総会招集通知の早期発送	2013年6月25日に開催した第7回定時株主総会に関し、総会3週間前の同年6月3日に招集通知を発送しました。
電磁的方法による議決権の行使	インターネットによる議決権の行使、また、議決権電子行使プラットフォームを導入しています。
その他	当社ホームページおよびTDnet（東京証券取引所の適時開示情報伝達システム）に招集通知等の関係書類を掲載しています（日本語版および英語版）。 株主総会当日、議場における開会前の映像資料の上映、スライドを用いた事業説明を行っています。



第7回定時株主総会（2013年6月25日開催）



個人投資家向けIR説明会（北村社長）（2013年1月）



個人投資家向けIR説明会（嶋岡副会長）（2013年2月）

2. 投資家コンタクトの充実に向けた取り組み状況

	補足説明	代表者説明
個人投資家向けに定期的説明会を開催	個人投資家向けIRフェア、および証券会社の支店等において会社説明会を開催しています。2013年3月期は、全国8都市で延べ9回の説明会を開催し、合計750名を超える方々にご参加いただきました。	あり
アナリスト・機関投資家向けに定期的説明会を開催	アナリスト・機関投資家向けの決算説明会を半期ごとに開催しています。決算内容や業績予想等について社長ならびに財務経理担当役員より機関投資家・アナリスト約200名に対し説明しています。説明会の模様は、同日中に当社ホームページにて日本語および英語の同時通訳付きで動画配信しています。	あり
IRミーティング	2013年3月期は、海外IRロードショー、カンファレンス、個別説明などを通じてアナリスト・機関投資家などとのIRミーティングを400回程度実施しました。	あり
IR資料のホームページ掲載	当社ホームページのIRサイトに財務情報、株式情報、説明会資料、個人投資家向けパンフレットや動画などを掲載しています。▶ inpex.co.jp/ir	あり



個人投資家向けIRフェアの当社ブース（2013年2月）



アナリスト向け海外現場見学会（2012年12月）

取締役紹介 (2013年6月26日現在)



黒田 直樹
代表取締役会長

相岡 雅俊
代表取締役副会長

北村 俊昭
代表取締役社長

由井 誠二
取締役
専務執行役員

佐野 正治
取締役
専務執行役員



菅谷 俊一郎
取締役
常務執行役員

村山 昌博
取締役
常務執行役員

伊藤 成也
取締役
常務執行役員

田中 渡
取締役
常務執行役員

池田 隆彦
取締役
常務執行役員

倉澤 由和
取締役
常務執行役員



黒田 直樹 代表取締役会長

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



相岡 雅俊 代表取締役副会長

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



北村 俊昭 代表取締役社長

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



由井 誠二 取締役 専務執行役員

昭和50年4月 インドネシア石油資源開発(株)
 (国際石油開発(株))入社
 平成11年9月 同社 ジャカルタ事務所長
 平成12年6月 同社 取締役ジャカルタ事務所長
 平成15年3月 同社 取締役探鉱第一部担当支配人兼
 探鉱第二部担当支配人
 平成15年6月 同社 常務取締役
 平成16年4月 ジャパン石油開発(株)常務取締役
 平成18年3月 同社 代表取締役常務取締役
 平成18年4月 国際石油開発帝石ホールディングス(株)(現当社)
 取締役経営企画本部副本部長兼技術本部副本部長
 平成19年3月 国際石油開発(株)常務取締役技術・環境保安本部長兼
 オセアニア・アメリカプロジェクト担当
 平成19年6月 同社 常務取締役技術・環境保安本部長兼オセアニア・
 アメリカ事業本部長
 平成20年10月 当社 取締役専務執行役員アジア・オセアニア・
 大陸棚事業本部長
 平成24年6月 当社 取締役専務執行役員経営企画本部長(現)



佐野 正治 取締役 専務執行役員

昭和49年4月 帝国石油(株)入社
 平成12年4月 同社 技術企画部長
 平成13年3月 同社 理事
 平成13年3月 同社 海外本部海外事業部長
 平成14年3月 同社 取締役海外本部海外事業部長
 平成17年3月 同社 常務取締役海外・大陸棚本部長
 平成18年4月 国際石油開発帝石ホールディングス(株)(現当社)
 取締役経営企画本部副本部長兼技術本部副本部長
 平成20年10月 当社 取締役専務執行役員アメリカ・アフリカ事業本部長
 平成24年6月 当社 取締役専務執行役員技術本部長(現)



菅谷 俊一郎 取締役 常務執行役員

昭和51年4月 インドネシア石油(株)(国際石油開発(株))入社
 平成9年4月 同社 開発部長
 平成13年6月 同社 取締役開発部長
 平成14年6月 同社 取締役開発部担当支配人
 平成17年9月 同社 取締役アジア事業本部長兼技術・環境保安本部本部長補佐兼アジア地域/技術・環境保安担当支配人
 平成19年6月 同社 常務取締役アジア事業本部長
 平成20年10月 当社 取締役常務執行役員マセラ事業本部長(現)



村山 昌博 取締役 常務執行役員

昭和51年4月 (株)日本興業銀行(現(株)みずほコーポレート銀行ほか)入行
 平成11年6月 同行 金融法人第二部長
 平成13年6月 同行 営業第二部長
 平成14年4月 (株)みずほコーポレート銀行本店営業第九部長
 平成14年12月 同行 ストラクチャリング第一部長
 平成15年10月 同行 ディストリビューション第一部長
 平成16年4月 同行 執行役員ディストリビューション第一部長
 平成16年10月 同行 執行役員ロントレーディング部長
 平成17年4月 同行 常務執行役員営業担当役員
 平成20年4月 みずほ証券(株)取締役副社長
 平成21年4月 同社 理事
 平成21年5月 当社 顧問
 平成21年6月 当社 取締役常務執行役員財務・経理本部長(現)



伊藤 成也 取締役 常務執行役員

昭和52年4月 インドネシア石油(株)(国際石油開発(株))入社
 平成14年4月 同社 経営企画部長
 平成15年6月 同社 取締役経営企画部長
 平成16年11月 同社 取締役経営企画部長兼広報室長
 平成17年9月 同社 取締役総務・企画本部本部長補佐、経営企画ユニットジェネラルマネージャー兼広報ユニットジェネラルマネージャー
 平成18年4月 同社 取締役総務・企画本部本部長補佐、経営企画ユニットジェネラルマネージャー
 平成18年4月 国際石油開発帝石ホールディングス(株)(現当社) 取締役経営企画本部本部長補佐
 平成18年7月 国際石油開発(株) 取締役オセアニア・アメリカ事業本部副本部長
 平成20年10月 当社 取締役常務執行役員イクシス事業本部長(現)



田中 渡 取締役 常務執行役員

昭和52年4月 インドネシア石油(株)(国際石油開発(株))入社
 平成12年6月 同社 企画渉外部長
 平成15年6月 同社 取締役企画渉外部長
 平成16年6月 同社 取締役中東・カスピ海地域担当支配人
 平成16年10月 同社 取締役テヘラン事務所副所長
 平成19年2月 同社 取締役中東プロジェクト担当支配人
 平成19年4月 同社 取締役総務・企画本部本部長補佐
 平成20年10月 当社 常務執行役員総務本部副本部長
 平成21年6月 当社 取締役常務執行役員総務本部長
 平成23年6月 当社 取締役常務執行役員総務本部長(現)、経営企画本部長



池田 隆彦 取締役 常務執行役員

昭和53年4月 帝国石油(株)入社
 平成14年3月 同社 国内本部生産部長
 平成16年3月 同社 理事
 平成17年3月 同社 取締役
 平成18年4月 国際石油開発帝石ホールディングス(株)(現当社) 経営企画本部国内プロジェクト企画・管理ユニットジェネラルマネージャー
 平成19年6月 帝国石油(株)常務取締役国内本部長兼新潟鉱業所長
 平成20年10月 当社 取締役常務執行役員国内事業本部長(現)



倉澤 由和 取締役 常務執行役員

昭和57年4月 石油公団入団
 平成16年2月 国際石油開発(株) 企画渉外部担当部長
 平成17年4月 同社 企画渉外部長
 平成17年9月 同社 総務・企画本部企画渉外・法務ユニットジェネラルマネージャー
 平成18年4月 国際石油開発帝石ホールディングス(株)(現当社) 経営企画本部海外プロジェクト企画・管理ユニットジェネラルマネージャー
 平成19年6月 国際石油開発(株) 執行役員総務・企画本部企画渉外・法務ユニットジェネラルマネージャー
 平成20年10月 当社 執行役員経営企画本部本部長補佐、企画渉外・法務ユニットジェネラルマネージャー
 平成23年6月 当社 常務執行役員経営企画本部副本部長
 平成24年6月 当社 取締役常務執行役員新規プロジェクト開発本部長(現)

取締役および監査役

代表取締役会長	黒田 直樹	Naoki Kuroda		
代表取締役副会長	梶岡 雅俊	Masatoshi Sugioka		  
代表取締役社長	北村 俊昭	Toshiaki Kitamura	(1)	
取締役	由井 誠二	Seiji Yui	(1)	   
取締役	佐野 正治	Masaharu Sano	(1)	  
取締役	菅谷 俊一郎	Shunichiro Sugaya	(1)	 
取締役	村山 昌博	Masahiro Murayama	(1)	 
取締役	伊藤 成也	Seiya Ito	(1)	 
取締役	田中 渡	Wataru Tanaka	(1)	   
取締役	池田 隆彦	Takahiko Ikeda	(1)	 
取締役	倉澤 由和	Yoshikazu Kurasawa	(1)	  

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

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






執行役員

社長	北村 俊昭	Toshiaki Kitamura		
専務執行役員	由井 誠二	Seiji Yui	経営企画本部長	   
専務執行役員	佐野 正治	Masaharu Sano	技術本部長	  
常務執行役員	菅谷 俊一郎	Shunichiro Sugaya	マセラ事業本部長	 
常務執行役員	村山 昌博	Masahiro Murayama	財務・経理本部長	 
常務執行役員	伊藤 成也	Seiya Ito	イクシス事業本部長	 
常務執行役員	田中 渡	Wataru Tanaka	総務本部長	   
常務執行役員	池田 隆彦	Takahiko Ikeda	国内事業本部長	 
常務執行役員	倉澤 由和	Yoshikazu Kurasawa	新規プロジェクト開発本部長	  
常務執行役員	谷川 正文	Sadafumi Tanigawa	営業第1本部長	
常務執行役員	田村 嘉三郎	Kasaburo Tamura	営業第2本部長	
常務執行役員	坂本 明範	Akinori Sakamoto	天然ガス供給本部長	 
常務執行役員	山本 一雄	Kazuo Yamamoto	資材・情報システム本部長	 
常務執行役員	宮本 修平	Shuhei Miyamoto	アメリカ・アフリカ事業本部長	 
常務執行役員	川野 憲二	Kenji Kawano	アジア・オセアニア・大陸棚事業本部長	 
常務執行役員	金原 靖久	Yasuhisa Kanehara	ユーラシア・中東事業本部長	  
常務執行役員	板野 和彦	Kazuhiko Itano	経営企画本部副本部長	
常務執行役員	藤井 洋	Hiroshi Fujii	ユーラシア・中東事業本部副本部長	
執行役員	日俣 昇	Noboru Himata	財務・経理本部本部長補佐、財務ユニットGM	

執行役員	久保 孝	Takashi Kubo	資材・情報システム本部本部長補佐、資材・保険ユニットGM
執行役員	深澤 利彦	Toshihiko Fukasawa	国内事業本部本部長補佐、業務管理ユニットGM
執行役員	太田 博久	Hirohisa Ota	マセラ事業本部本部長補佐、技術ユニットGM
執行役員	山本 幸伯	Yoshinori Yamamoto	営業第2本部本部長補佐、天然ガス営業ユニットGM、石油営業ユニットGM
執行役員	河合 肇	Hajime Kawai	マセラ事業本部本部長補佐、ジャカルタ事務所 ヴァイスプレジデント、ストラテジー & コーディネーション
執行役員	坂元 篤志	Atsushi Sakamoto	イクシス事業本部本部長補佐、パース事務所 プロジェクトディレクター、オンショア テクニカル コーディネーション
執行役員	毛塚 有博	Arihiro Kezuka	イクシス事業本部本部長補佐、技術ユニットGM
執行役員	平山 公也	Kimiya Hirayama	国内事業本部本部長補佐、新潟鉱業所長、生産ユニットGM、削井ユニットGM
執行役員	佐瀬 信治	Nobuharu Sase	営業第1本部本部長補佐、原油営業ユニットGM
執行役員	矢嶋 慈治	Shigeharu Yajima	営業第1本部本部長補佐、ガス事業ユニットGM
執行役員	栃川 哲朗	Tetsuro Tochikawa	技術本部本部長補佐
執行役員	石井 義朗	Yoshiro Ishii	経営企画本部本部長補佐、事業企画ユニットGM
執行役員	大下 敏哉	Toshiya Oshita	技術本部本部長補佐、技術基盤ユニットGM
執行役員	橘高 公久	Kimihisa Kittaka	経営企画本部本部長補佐、経営企画ユニットGM、広報・IRユニットGM
執行役員	岩下 英樹	Hideki Iwashita	イクシス事業本部本部長補佐、パース事務所 ディレクター、コマース コーディネーション

GM=ジェネラルマネージャー

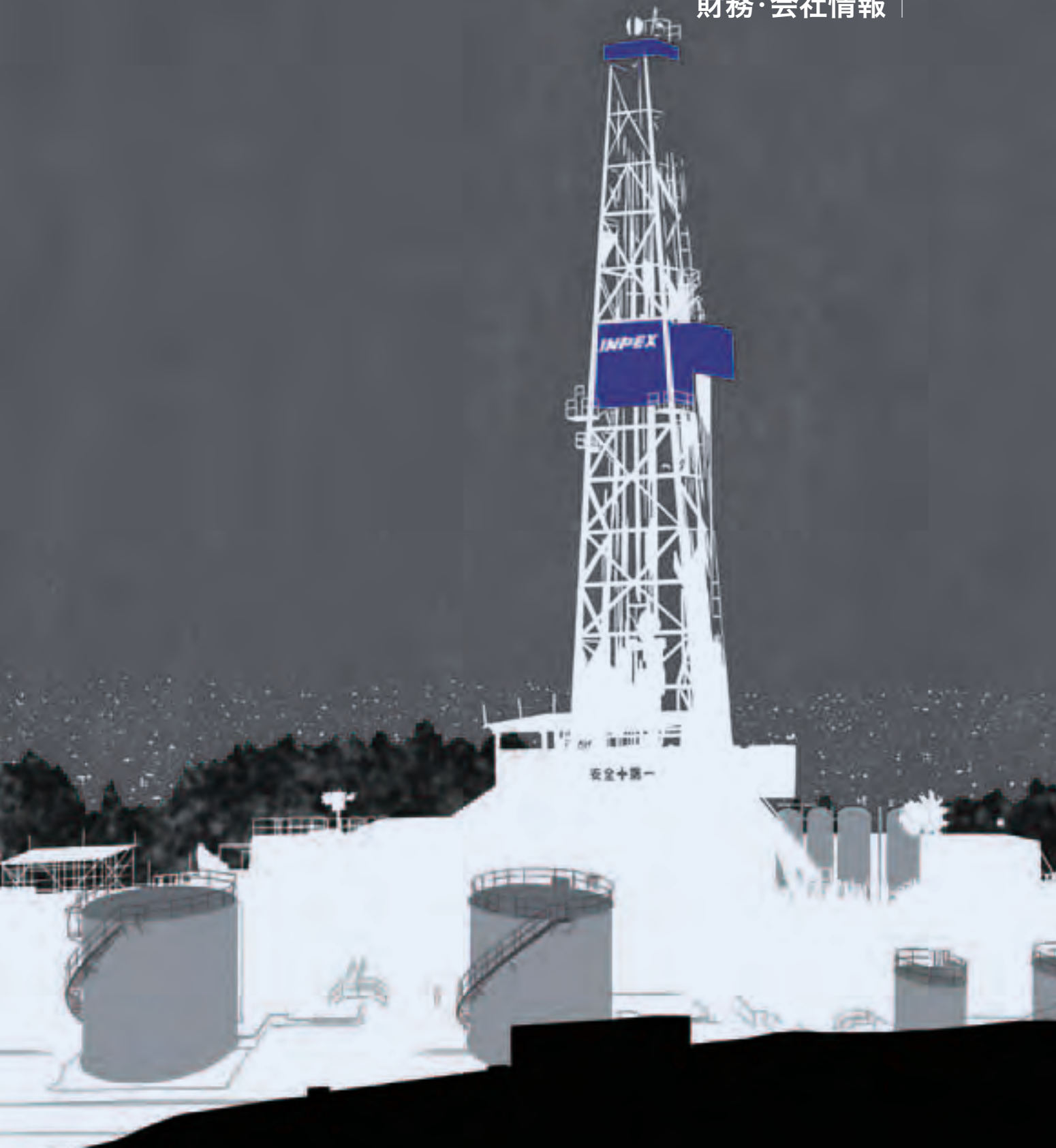
社内委員会

	目的	設立時期	2013年3月期の開催回数
 経営諮問委員会	経営に関連する諸課題について国内外の有識者から助言・提言をいただき、企業価値、コーポレート・ガバナンスのさらなる向上を目指す。	2012年10月	1回
 CSR委員会	全社的・体系的なCSR活動を推進し、CSR活動の持続的強化を図る。	2012年4月	5回
 コンプライアンス委員会	社内におけるコンプライアンス意識を醸成し、もって企業倫理・企業行動を強化する。	2006年4月	6回
 コーポレートHSE委員会	HSEマネジメントシステムに従い、HSE活動(環境保全および労働安全衛生活動)を組織横断的に推進する。	2007年10月	9回
 情報セキュリティ委員会	当社の情報セキュリティの維持・管理および強化に必要な各種施策の検討および決定を行う。	2007年11月	3回

FINANCIAL / CORPORATE INFORMATION

7

財務・会社情報



安全第一

財務・経理本部長からのメッセージ

アニュアルレポート2013の財務関係情報に関連して、2013年3月期の決算ハイライト、財政状況、及び投資計画・資金調達について一言申し上げます。

2013年3月期決算のハイライト

2013年3月期の連結売上高は1兆2,165億円(前期比+2.5%)、連結当期純利益は1,830億円(前期比▲5.7%)となりました。2012年3月期のマセラ権益譲渡益に続き、2013年3月期もイクシス権益譲渡益約500億円といった一過性利益の計上により、引き続き高水準の利益を維持しています。

2013年3月期は期末にかけて大幅に円安が進行し、それにより売上高が472億円嵩上される等、円安がプラスに働きました。一方、外貨建借入に関わる為替評価損が発生したことから、営業外費用に301億円の為替差損を計上しました。しかし、損益計算書に反映されない外貨建債券の円安による為替評価益が、純資産勘定の「その他有価証券評価差額金」に計上されています。外貨建資産と負債をバランスさせることにより、これらに関わる為替リスクは実質的にほぼ中立化できていると考えています。

財政状況

2013年3月末の連結貸借対照表における総資産は、イクシスの開発投資やプレリウド、カナダシェールガスの権益取得などにより、前期末比5,498億円増加し、3兆6,162億円となりました。これらの投資に対しては、営業キャッシュ・フロー及び外部借入などにより資金を調達しています。また、2013年3月末の手元活用可能資金は1兆5,000億円程度となっており、中長期ビジョンで想定している投資への待機資金として確保しています。なお、投資が米ドルベースとなることから、手元活用可能

資金の大半は為替予約等により実質的に米ドル資金として保有しています。

2013年3月末の純資産は、利益剰余金が当期純利益により1,556億円増加したことに加え、円安により繰延ヘッジ損益及び為替換算調整勘定が1,187億円増加したこと等により、3,568億円増加の2兆6,710億円となりました。なお、繰延ヘッジ損益及び為替換算調整勘定の増加は、円高局面で為替予約及び海外子会社への出資を行ったことにより、円安を受けて為替評価益が発生したためです。円安により財務体質は強化され、自己資本比率は68.6%と長期的財務目標の50%を引き続き大幅に上回る水準を維持しており、また、一株当たり純資産も前期比で13.9%増加しています。

投資計画・資金調達

2012年5月に策定した中長期ビジョンの投資計画「2013年3月期～2017年3月期の5年間で3.5兆円」に沿って、引き続き、将来の成長のための探鉱・開発投資等を継続してまいります。最近の円安傾向を受けて、中長期的な為替の前提を2012年5月時の80円/米ドルから95円/米ドルに見直しました。これにより円ベースでの投資額は上振れすることとなります。しかし、米ドルベースの投資に対し、その調達は、プロジェクトファイナンス等米ドルベースの外部借入、米ドルベースの営業キャッシュ・フローにより賄う予定です。また手元の投資待機資金も上述の通り、大半は米ドル資金となっており、今後4年間の米ドルベースの探鉱・開発投資等に対応するための米ドル資金手当てはほぼ完了しております。従って、円安に伴う追加的な資金負担は発生せず、新たなファイナンス等は想定しておりません。

当社の長期的財務目標である自己資本比率50%以上、純有利子負債/純使用総資本比率20%以下を堅持できるよう、今後も財務の健全性に十分配慮しつつ、バランスシートをコントロールしていきたいと考えています。

▶ 当社の投資計画、資金調達の概要は、「中長期ビジョンと投資計画」P.40、41をご覧ください。



村山 昌博
取締役
財務・経理本部長

主な指標の注記

- * EBIDAX (利払い・償却・探鉱費前利益) = 当期純利益 + 少数株主損益 + 法人税等調整額 + (1 - 実効税率) × (支払利息 - 受取利息) + 為替差損益 + 減価償却費 + のれん償却額 + 生産物回収勘定 (資本支出) の回収額 + 探鉱費 + 探鉱事業引当金繰入額 + 生産物回収勘定引当金繰入額
- * 自己資本 = 純資産 - 少数株主持分
- * 自己資本比率 = 自己資本 / 総資産
- * 純有利子負債 = 有利子負債 - 現金及び現金同等物 - 現金同等物外の定期預金 - 現金同等物外の譲渡性預金 - 国債・地方債・社債など (時価のあるもの) - 長期預金
- * 純有利子負債 / 純使用総資本 = 純有利子負債 / (純資産 + 純有利子負債)
- * D/Eレシオ = 有利子負債 / (純資産 - 少数株主持分)
- * 自己資本利益率 (ROE) = 当期純利益 / 自己資本の期首と期末の平均値
- * 純使用総資本利益率 (ネットROACE) = (当期純利益 + 少数株主損益 + (支払利息 - 受取利息) × (1 - 実効税率)) / 純資産及び純有利子負債の合計の期首と期末の平均値
- * 埋蔵量: 埋蔵量は、持分法適用会社を含む当社グループの主要なプロジェクトを対象とし、2007年3月期から2010年3月期まではDeGolyer&MacNaughton社にて、2011年3月期からは、今後の開発投資が巨額であり、将来の業績への影響が大きいと考えられるプロジェクトについては、DeGolyer&MacNaughton社にて、その他については自社にて評価・算定した数量です。
確認埋蔵量は、米国証券取引委員会 (SEC) 規則に従い評価した数量です。
推定埋蔵量は、SPE (米国石油技術者協会) / WPC (世界石油会議) / AAPG (米国石油地質技術者協会) / SPEE (石油評価技術者協会) の4組織によって策定された Petroleum Resources Management System 2007 (PRMS) に従い評価した確認埋蔵量と推定埋蔵量の合計値から、SEC規則に従って評価した確認埋蔵量を差し引いた数量です。推定埋蔵量の一部にビチューメンの埋蔵量を含みます。但し、2007年3月末時点の推定埋蔵量はSPE及びWPCが定めた指針 (1997 SPE/WPC) に従った数量です。
予想埋蔵量は、PRMSに従い評価・算定した数量です。予想埋蔵量の一部にビチューメンの埋蔵量を含みます。
- * ネット生産量: 米国証券取引委員会 (SEC) の規則に従った数量で、持分法適用関連会社の持分を含みます。
当社グループが締結している生産分与契約にかかる当社グループの原油及び天然ガスの生産量は、正味経済的取分に相当する数値を示しております。2012年3月期より天然ガスから原油への換算方法を変更しています。
- * 探鉱・開発投資 = 探鉱投資 + 開発投資 + 権益取得費
なお、2012年3月期以降の探鉱・開発投資には、イクシス下流事業会社 (持分法適用関連会社 Ichthys LNG Pty Ltd) の投資額のうち当社分が含まれています。

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

12年間の主要財務情報

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

		百万円			
		2002/3 2001/12	2003/3 2002/12	2004/3 2003/12	2005/3 2004/12
(損益状況)					
売上高	国際石油開発	¥ 184,203	¥ 201,533	¥ 218,831	¥ 478,586
	帝国石油	75,767	73,630	78,498	84,032
売上原価	国際石油開発	79,120	95,997	105,758	197,094
	帝国石油	45,036	44,931	47,062	48,455
売上総利益	国際石油開発	105,083	105,536	113,072	281,492
	帝国石油	30,730	28,699	31,436	35,576
営業利益	国際石油開発	97,049	97,270	93,876	268,662
	帝国石油	11,864	7,296	8,739	13,533
法人税等及び少数株主 損益調整前当期純利益	国際石油開発	76,855	70,050	94,773	258,631
	帝国石油	7,799	7,491	11,044	16,676
当期純利益	国際石油開発	27,605	27,911	34,781	76,493
	帝国石油	¥ 5,704	¥ 5,233	¥ 6,796	¥ 9,276

(財政状況)					
流動資産	国際石油開発	¥ 99,096	¥ 119,076	¥ 106,952	¥ 238,419
	帝国石油	59,894	47,585	50,166	45,658
有形固定資産	国際石油開発	23,444	29,869	35,141	68,260
	帝国石油	96,403	110,416	103,668	114,220
無形固定資産	国際石油開発	4,233	3,885	137,908	138,631
	帝国石油	841	796	754	776
投資その他の資産	国際石油開発	160,874	185,914	245,295	333,915
	帝国石油	45,229	45,188	71,691	79,858
資産合計	国際石油開発	287,649	338,747	525,298	779,227
	帝国石油	202,369	203,986	226,280	240,513
流動負債	国際石油開発	17,730	27,275	28,894	122,910
	帝国石油	24,074	23,882	20,661	27,439
固定負債	国際石油開発	38,317	57,007	185,410	209,738
	帝国石油	41,232	41,342	46,101	44,986
純資産*	国際石油開発	231,600	254,463	310,991	446,578
	帝国石油	¥ 137,061	¥ 138,760	¥ 159,516	¥ 168,086

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

(キャッシュ・フロー)					
営業活動による キャッシュ・フロー	国際石油開発	¥ 51,830	¥ 51,282	¥ 44,464	¥ 131,206
	帝国石油	15,971	15,004	19,955	19,225
投資活動による キャッシュ・フロー	国際石油開発	(39,626)	(40,533)	(218,121)	(119,956)
	帝国石油	(19,666)	(27,166)	(8,284)	(20,018)
財務活動による キャッシュ・フロー	国際石油開発	9,443	21,237	151,120	9,791
	帝国石油	6,238	(407)	(5,914)	(5,824)
現金及び現金同等物の 期末残高	国際石油開発	49,775	78,414	54,582	128,375
	帝国石油	¥ 34,001	¥ 23,020	¥ 28,789	¥ 22,234

(1株当たり情報)					
1株当たり当期純利益(円)	国際石油開発	¥15,617.64*	¥15,726.17*	¥19,612.92*	¥40,255.92
	帝国石油	18.63	17.11	22.09	30.22
1株当たり純資産(円)	国際石油開発	130,586.85*	143,389.73*	157,275.33*	214,163.98
	帝国石油	438.79	444.90	512.18	543.62
1株当たり配当額(円)	国際石油開発	3,333*	3,333*	3,333*	4,000
	帝国石油	¥ 7.00	¥ 6.00	¥ 6.00	¥ 7.50

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

(財務指標)					
純有利子負債/ 純使用総資本(%)	国際石油開発	(82.8)%	(75.8)%	12.0%	(13.3)%
	帝国石油	(15.0)	(2.3)	(9.1)	(5.5)
自己資本比率(%)	国際石油開発	80.2	74.9	52.9	52.8
	帝国石油	66.4	66.6	69.1	69.0
D/Eレシオ(%)	国際石油開発	13.5	18.5	60.9	43.2
	帝国石油	17.5%	18.8%	13.9%	10.8%

		百万円							
2006/3	2006/3	2007/3	2008/3	2009/3	2010/3	2011/3	2012/3	2013/3	
2005/12	2006/3								
		国際石油開発帝石							
¥ 704,234		¥ 969,713	¥ 1,202,965	¥ 1,076,165	¥ 840,427	¥ 943,080	¥ 1,186,732	¥ 1,216,533	
100,716	27,718								
257,903		343,795	390,554	319,038	298,168	334,833	395,443	426,326	
55,473	12,807								
446,330		625,918	812,411	757,127	542,259	608,247	791,289	790,207	
45,243	14,910								
426,650		559,077	714,211	663,267	461,668	529,743	709,358	693,448	
21,077	9,470								
403,539		586,263	685,800	616,167	442,027	508,587	767,039	718,146	
26,122	10,216								
103,476		¥ 165,092	¥ 173,246	¥ 145,063	¥ 107,210	¥ 128,699	¥ 194,001	¥ 182,962	
¥ 15,485	¥ 6,484								
		国際石油開発帝石							
¥ 257,573		¥ 474,124	¥ 565,111	¥ 411,110	¥ 492,855	¥ 492,932	¥ 908,702	¥ 1,106,504	
58,586	65,864								
65,219		219,227	254,481	297,636	358,094	379,862	383,698	584,541	
125,418	126,497								
136,757		265,822	265,481	253,681	239,205	249,111	233,318	380,156	
811	1,028								
512,887		648,934	722,828	805,618	923,624	1,558,475	1,540,680	1,544,958	
108,949	115,268								
972,437		1,608,107	1,807,901	1,768,045	2,013,778	2,680,380	3,066,398	3,616,159	
293,767	308,659								
179,600		266,248	325,286	206,059	227,905	254,729	367,844	414,977	
28,998	28,156								
250,236		261,843	243,802	199,925	295,270	328,268	384,361	530,198	
65,230	72,927								
542,600		¥ 1,080,016	¥ 1,238,813	¥ 1,362,061	¥ 1,490,603	¥ 2,097,383	¥ 2,314,193	¥ 2,670,984	
¥199,536	¥207,574								
		国際石油開発帝石							
¥ 218,239		¥ 231,982	¥ 363,995	¥ 230,352	¥ 241,373	¥ 274,094	¥ 320,692	¥ 252,347	
15,118	9,872								
(252,399)		(209,243)	(261,767)	(240,168)	(251,812)	(844,511)	(280,864)	(489,870)	
(20,287)	(4,705)								
14,350		13,794	(45,228)	(46,090)	68,937	548,057	29,294	137,069	
7,845	5,480								
114,967		¥ 189,417	¥ 222,270	¥ 162,845	¥ 216,395	¥ 182,025	¥ 249,233	¥ 199,859	
¥ 25,545	¥ 36,175								
		国際石油開発帝石							
¥ 53,814.47		¥ 70,423.45	¥ 73,510.14	¥ 61,601.60	¥ 45,553.56	¥ 40,832.40	¥ 53,137.93	¥ 50,114.22	
50.61	—								
262,966.53		436,467.92	491,168.09	540,100.10	589,548.88	546,958.90	596,908.99	679,639.63	
646.90	—								
5,500		¥ 7,000.00	¥ 7,500.00	¥ 8,000.00	¥ 5,500.00	¥ 6,000.00	¥ 7,000.00	¥ 7,000.00	
¥ 9.00	¥ —								
		国際石油開発帝石							
(19.6)%		(18.6)%	(36.1)%	(31.2)%	(30.6)%	(48.9)%	(60.7)%	(43.9)%	
(1.0)	—								
51.9		64.0	64.0	71.9	68.9	74.5	71.1	68.6	
67.1	—								
43.6		24.2%	16.8%	12.9%	17.3%	13.7%	14.6%	19.2%	
14.7%	—%								

お読みいただく前に

～当社特有の会計処理・会計方針について

契約形態ごとの会計処理

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

1. 生産分与契約

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

生産分与とコスト回収

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

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

損益計算書上の会計処理は以下の通りです。

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

生産分与契約における回収対象のコスト

探鉱コスト

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

開発コスト

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

生産コスト

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

管理費

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

利息

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

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

生産分与契約における回収対象外のコスト

権益取得コスト

生産分与契約のプロジェクトの権益を取得するためのコストである探鉱開発権は、探鉱段階の場合、発生した期に探鉱開発権償却として営業外費用に計上しております。一方、開発段階または生産段階の場合は探鉱開発権として貸借対照表に計上し、生産高比例法によって償却しております。通常、この権益取得コストは生産分与契約におけるコスト回収可能なコストには含まれません。

2. コンセッション契約

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

権益取得コスト

コンセッション契約のプロジェクトにおける権益取得コストである鉱業権の会計処理方法は、上記の生産分与契約での会計処理と同一の方法を採用しております。

探鉱コスト

探鉱コストのうち当社分については、発生時に全額費用計上しております。

開発コスト

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

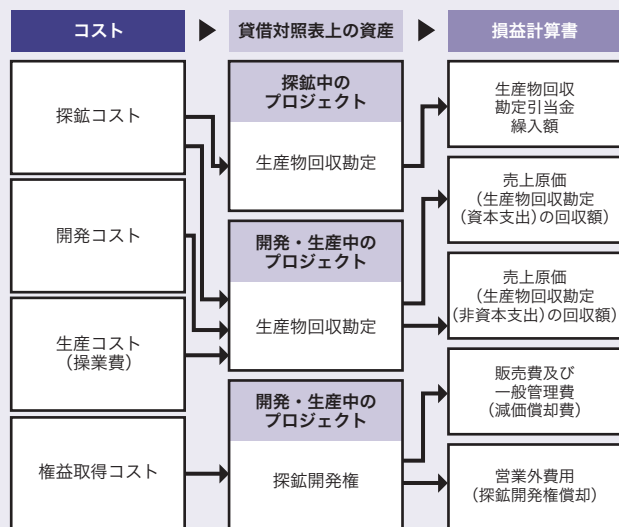
生産コスト

生産段階において発生する操業費の当社分は、売上原価に計上しております。

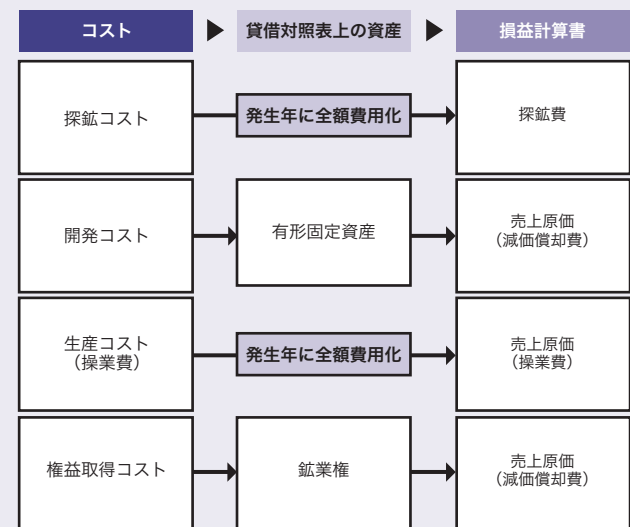
管理費

当社シェア分の管理費は、発生時に費用計上しております。

生産分与契約の会計処理



コンセッション契約の会計処理



重要な会計方針と会計上の見積り

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

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

りは会計上の重要な見積りに該当します。当社グループが財務諸表の作成にあたり採用した重要な会計方針及び会計上の重要な見積りは以下の通りです。

生産物回収勘定引当金

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

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

■生産高比例法による償却

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

■資産除去債務

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

■探鉱会社への出資に対する引当金

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

■探鉱事業引当金

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

■繰延税金資産

当社グループは、主に探鉱投資等の評価損、未払外国税及び減価償却費償却超過額によって発生する一時差異（繰越欠損金を含む）を、繰延税金資産として計上しております。一時差異のうち、将来の税金負担金額を軽減させる回収可能性が低いと判断された場合は評価性引当として繰延税金資産から控除します。また、評価性引当計上の際には、外国税額控除の影響を考慮に入れております。繰延税金資産の回収可能性を認識するためには、当社グループが十分な課税所得を発生させる合理的な見積りが必要となります。販売価格の下落や為替相場の変動、生産量の減退などによって将来の課税所得が予想を下回るような場合は、繰延税金資産の計上について見直す必要があります。

■退職給付費用

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

■のれん

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

経営陣による財政状態および経営成績の検討と分析

経営環境

2013年3月期における我が国経済は、東日本大震災の復興需要等を背景とした緩やかな回復基調から、下半期には欧州債務危機等による世界景気の減速感が広がり弱含みに転じましたが、期末にかけて経済対策や金融政策の効果への期待感等による持ち直しの動きがみられてまいりました。

このような事業環境の中、当社グループの業績に大きな影響を及ぼす国際原油価格は、代表的指標のひとつであるブレント原油(期近もの終値ベース)で1バレル当たり125.43米ドルから始まりましたが、世界的な原油在庫の増加や欧州債務危機を背景として、6月下旬には89.23米ドルまで値を下げました。しかしながら、EU首脳が債務問題の解決策に関し合意すると上昇基調に転じ、8月中旬には116.90米ドルまで値を戻した後、年末までおおむね110米ドル前後で推移しました。年明け以降、米欧での経済指標が堅調であったことから、2月初旬には118.90米ドルまで上昇しましたが、欧州債務危機の再燃の懸念から再び下落に転じ、110.02米ドルで2013年3月期を終えております。また、国内におきましても、原油・石油製品価格は国際原油価格の変動に追従する形で推移いたしました。これらを反映して、2013年3月期の原油の当社グループ販売平均価格は、2012年3月期に比べ、1バレル当たり2.86米ドル下落し、110.11米ドル

となりました。

一方、業績に重要な影響を与えるもう一つの要因である為替相場ですが、2013年3月期は1米ドル83円近辺で始まりまして。2013年3月期前半は、米国の景気回復に減速感が見られ、欧州ではソプリンや金融機関に関する不安が高まる中、円は対米ドルで堅調に推移し、9月中旬には77円台前半まで円高が進行しました。しかし、12月の本邦の衆議院選挙に前後して新政権の政策や日本銀行の追加金融緩和に対する期待感が高まったことや、本邦貿易収支の赤字基調が続く実需筋の円売り需要の増加も意識されたことから、円は対米ドルで急激に値を上げる展開となりました。年明け以降も、日本銀行首脳人事に絡み金融緩和期待が一段と高まったこと、さらには米国サイドで、順調な景気回復を背景に量的緩和策の終了に関する議論が一部で出始め、米ドルが対主要通貨で全面高の様相を呈したことも支援材料となり、円は対米ドルで続落となりました。3月には、一時約3年半ぶりの円安水準となる96円台を示現した後、期末公示仲値(TTM)は2012年3月末から11円85銭安の93円99銭となりました。なお、当社グループ売上の期中平均レートは、2012年3月期に比べ3円55銭円安の1米ドル82円68銭となりました。

業績概況

売上高

2013年3月期の売上高は、油価及びガス価が下落したことによる減収要因があったものの、原油販売量が増加したことに加え、期中平均為替レートが円安に推移したことが寄与し、2012年3月期の1兆1,867億円に比べ298億円、2.5%増の1兆2,165億円となりました。

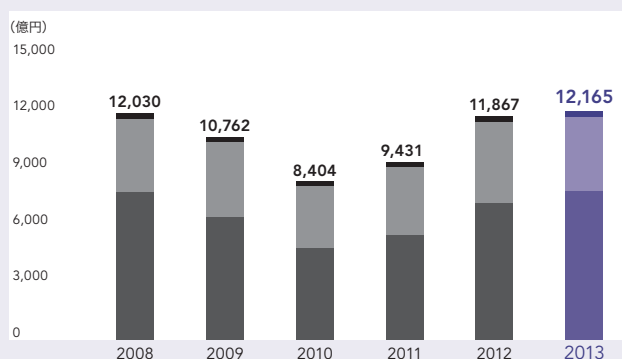
このうち原油売上高は2012年3月期の7,262億円に比べ619億円、8.5%増の7,881億円、天然ガス売上高は2012年3月期の4,291億円に比べ313億円、7.3%減の3,978億円となりました。その他の売上高は2012年3月期の314億円に比べ8億円、2.6%減の306億円となりました。

販売数量は、原油が2012年3月期に比べ5,452千バレル、6.8%増の86,189千バレルとなりました。これは主に、キタン油田やADMA鉦区の販売量増加等によるものです。天然ガスは、2012年3月期に比べ39Bcf、10.9%減の319Bcfとなりました。このうち、海外天然ガスは、主にマハカム沖鉦区の販売量減少等により2012年3月期に比べ39Bcf、13.2%減の253Bcfとなり、国内天然ガスは、2012年3月期に比べ5百万m³、0.3%減の1,753百万m³、立方フィート換算では65Bcfとなっております。海外原油売上の平均価格は2012年3月期に比べ、1バレル当たり2.86

米ドル、2.5%下落し、110.11米ドルとなりました。海外天然ガス売上の平均価格は千立方フィート当たり13.43米ドルとなり、2012年3月期に比べ0.69米ドル、4.9%の下落となりました。なお、国内天然ガスの平均価格は立方メートル当たり47円02銭となり、2012年3月期に比べ2円46銭、5.5%の上昇となっております。

売上高の増加額298億円を要因別に分析いたしますと、販売数量の増加により76億円の増収、平均単価の下落により242億円の減収、売上の平均為替レートが円安となったことにより472億円の増収、その他の売上高が8億円の減収となりました。

売上高 ■原油売上高 ■天然ガス売上高 ■その他



(百万円、%)

3月31日終了の連結会計年度	2012	2013	増減	増減率
売上高:	¥1,186,732	¥1,216,533	¥ 29,801	2.5%
原油	726,223	788,135	61,912	8.5
天然ガス	429,065	397,766	(31,299)	(7.3)
その他	31,444	30,632	(812)	(2.6)
売上原価	395,443	426,326	30,883	7.8
売上総利益	791,289	790,207	(1,082)	(0.1)
探鉱費	11,747	20,125	8,378	71.3
販売費及び一般管理費	48,286	53,734	5,448	11.3
減価償却費	21,898	22,900	1,002	4.6
営業利益	709,358	693,448	(15,910)	(2.2)
その他収益:	102,082	98,666	(3,416)	(3.3)
受取利息	4,400	8,735	4,335	98.5
受取配当金	6,993	7,832	839	12.0
投資有価証券売却益	48	25,449	25,401	—
持分法による投資利益	6,638	—	(6,638)	(100.0)
権益譲渡益	70,260	50,173	(20,087)	(28.6)
その他	13,743	6,477	(7,266)	(52.9)
その他費用:	44,401	73,968	29,567	66.6
支払利息	1,228	1,518	290	23.6
持分法による投資損失	—	1,042	1,042	—
生産物回収勘定引当金繰入額	14,816	15,131	315	2.1
探鉱事業引当金繰入額	519	12,452	11,933	—
為替差損	14,641	30,056	15,415	105.3
その他	13,197	13,769	572	4.3
法人税等及び少数株主損益調整前当期純利益	767,039	718,146	(48,893)	(6.4)
法人税等	536,934	529,275	(7,659)	(1.4)
少数株主損益調整前当期純利益	230,105	188,871	(41,234)	(17.9)
少数株主利益	36,104	5,909	(30,195)	(83.6)
当期純利益	¥ 194,001	¥ 182,962	¥(11,039)	(5.7)%

売上原価

2013年3月期の売上原価は、2012年3月期の3,954億円に比べ309億円、7.8%増の4,263億円となりました。これは主にADMA鉦区における売上増に伴うロイヤリティの増加やクタン油田における減価償却費の増加、円安等によるものです。

探鉱費

2013年3月期の探鉱費は米州地域等で減少したものの、中東・アフリカ地域等で増加したことにより、2012年3月期の117億円に比べ84億円、71.3%増の201億円となりました。

販売費及び一般管理費

2013年3月期の販売費及び一般管理費は、人件費が増加したこと及び、カナダでシェールガスの輸送費が発生したことや、ACG原油の輸送費が増加したこと等により、2012年3月期の483億円に比べ54億円、11.3%増の537億円となりました。

減価償却費

2013年3月期の減価償却費は、ACG油田における探鉱開発権の償却費の増加等により、2012年3月期の219億円に比べ10億円、4.6%増の229億円となりました。なお、コンセッション契約

売上原価



営業利益



の生産施設等の減価償却費は売上原価に計上しております。また、当社グループの生産分与契約の会計処理においては、有形固定資産及びその減価償却費として計上せずに、資本支出を生産物回収勘定に資産計上して、生産分与契約に基づき算定された当該年度の回収額を売上原価に計上しております。

営業利益

以上の結果、2013年3月期における営業利益は、2012年3月期の7,094億円に比べ160億円、2.2%減の6,934億円となりました。

その他収益

2013年3月期のその他収益は、2012年3月期の1,021億円に比べ34億円、3.3%減の987億円となりました。これは、投資有価証券売却益が増加したものの、権益譲渡益等が減少したことによるものです。

その他費用

2013年3月期のその他費用は、2012年3月期の444億円に比べ296億円、66.6%増の740億円となりました。これは、アジアにお

ける探鉱活動の増加に伴って探鉱事業引当金繰入額が増加したことや為替差損が増加したことによるものです。

法人税等

2013年3月期の法人税等は、2012年3月期の5,369億円に比べ76億円、1.4%減の5,293億円となりました。なお、法人税のほとんどは海外で納めており、税負担率の高い地域があることに加え、日本国内で発生した費用は控除対象にならないことから、外国税額控除制度の適用はあるものの法人税等負担率が73.7%と高くなっております。

少数株主利益

2013年3月期の少数株主利益は、2012年3月期の361億円に比べ302億円、83.6%減の59億円となりました。

当期純利益

以上の結果、2013年3月期の当期純利益は、2012年3月期の1,940億円に比べ110億円、5.7%減の1,830億円となりました。

財政状況

2013年3月期末の総資産は、2012年3月期末の3兆664億円に比べ5,498億円、17.9%増加の3兆6,162億円となりました。このうち流動資産は、定期預金の増加等により、2012年3月期末の9,087億円に比べ1,978億円、21.8%増加の1兆1,065億円となり、固定資産は、建設仮勘定や鉱業権、長期預金の増加等により、2012年3月期末の2兆1,577億円に比べ3,520億円、16.3%増の2兆5,097億円となりました。

一方、負債は、2012年3月期末の7,522億円に比べ1,930億円、25.7%増加の9,452億円となりました。このうち流動負債は、未払法人税等や探鉱事業引当金の増加により、2012年3月期

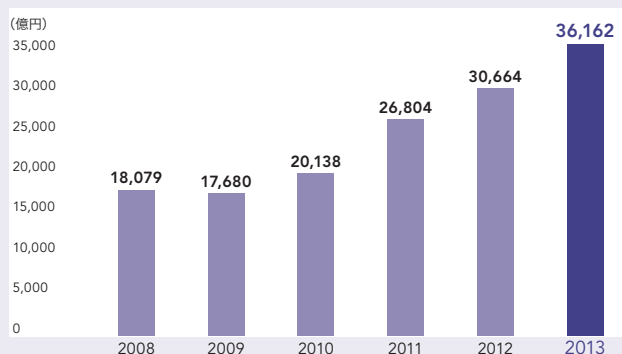
末の3,678億円に比べ472億円、12.8%増加の4,150億円となり、固定負債は、長期借入金の増加等により、2012年3月期末の3,844億円に比べ1,458億円、37.9%増加の5,302億円となりました。

純資産は、2012年3月期末の2兆3,142億円に比べ3,568億円、15.4%増加の2兆6,710億円となりました。このうち株主資本は、2012年3月期末の2兆1,844億円に比べ1,556億円、7.1%増加の2兆3,400億円となりました。その他の包括利益累計額は、2012年3月期末の△51億円に比べ1,464億円の増加で1,413億円となり、少数株主持分は、2012年3月期末の1,349億円に比べ548億円、40.6%の増加で1,897億円となりました。

当期純利益



総資産



投資及び資金の調達

■ 石油・天然ガスプロジェクトへの投資

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

- 探鉱投資には、探鉱井の掘削、地質調査、物理探査の費用が含まれております。当該プロジェクト(鉱区)が探鉱段階にある場合は、プロジェクトを行っている国で発生した人件費、事務所管理費などの管理費も探鉱コストに含まれております。
- 開発投資には、開発井の掘削、生産設備にかかる費用が含まれております。
- 操業費には、採油・ガス費、補修費、生産活動の監督費用が含まれております。すでに生産が始まっているプロジェクト(鉱区)または開発プロジェクトで発生した管理費も操業コストとして計上されます。
- なお、探鉱投資及び開発投資の定義ならびに以下の表の作成に

使用した基準は、米国財務会計基準編纂書932「採取活動-石油及びガス」(Topic 932)が規定する基準とは異なっております。当社グループが採用する会計方針とTopic 932の基準とは、以下のような相違がありますが、以下の記載項目に限定されるものではありません。

- 以下の表では、ノンオペレーターのプロジェクトの投資の場合、生産分与契約の共同勘定への送金時に投資額をコストとして計上しておりますが、Topic 932では発生主義で計上するよう定めております。
- 以下の表の投資などはオペレーターからのレポートの定義に基づいておりますが、この定義はTopic 932に則っていない可能性があります。
- Topic 932では、探鉱、開発活動に直接関係しない管理費は、探鉱投資及び開発投資から控除するよう規定していますが、当社グループの場合、このような管理費が探鉱投資及び開発投資から必ずしも控除されているわけではありません。

2012年3月期及び2013年3月期のセグメント別の投資額(金利相当額及び固定資産計上された資産除去債務見合いの除去費用を除く)は以下の通りとなっております。

2012年3月31日終了の連結会計年度	(百万円)					合計
	日本	アジア・オセアニア	ユーラシア(欧州・NIS諸国)	中東・アフリカ	米州	
国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社						
探鉱投資	¥ 31	¥ 15,700	¥ 1,094	¥ 1,074	¥14,915	¥ 32,814
開発投資	1,021	90,878	59,662	18,249	2,922	172,732
小計(注1)	1,052	106,578	60,756	19,323	17,837	205,546
持分法適用関連会社						
探鉱投資	—	—	—	38	—	38
開発投資	—	327	—	225	1,768	2,320
小計	—	327	—	263	1,768	2,358
その他への設備投資(注2)	35,895	38,403	3	5	—	74,306
投資額合計(注3)	¥36,947	¥145,308	¥60,759	¥19,591	¥19,605	¥282,210

注1: ジャパン石油開発株式会社の持分法適用関連会社が含まれております。

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

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

2013年3月31日終了の連結会計年度	(百万円)					合計
	日本	アジア・オセアニア	ユーラシア(欧州・NIS諸国)	中東・アフリカ	米州	
国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社						
探鉱投資	¥ 62	¥ 32,599	¥ 231	¥12,515	¥ 8,577	¥ 53,984
開発投資	2,145	198,700	52,163	29,515	11,964	294,487
小計(注1)	2,207	231,299	52,394	42,030	20,541	348,471
持分法適用関連会社						
探鉱投資	—	—	—	8	—	8
開発投資	—	397	—	298	878	1,573
小計	—	397	—	306	878	1,581
その他への設備投資(注2)	22,324	282,374	—	79	13	304,790
投資額合計(注3)	¥24,531	¥514,070	¥52,394	¥42,415	¥21,432	¥654,842

注1: ジャパン石油開発株式会社の持分法適用関連会社が含まれております。

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

注3: 2013年3月31日終了の連結会計年度における資産除去債務に対応する除去費用の新規資産計上額は2,708百万円となります。

2013年3月期の投資額は6,548億円となり(持分法適用関連会社の探鉱・開発投資16億円を含む)、2012年3月期の2,822億円に比べ3,726億円、132.0%の増加となりました。これは、アジア・オセアニア地域のイクシスにおける開発投資(下流事業を含む)及びWA-44-L鉱区(プレリウド)における開発投資が増加したことによるものです。

2012年3月期及び2013年3月期のセグメント別の操業費は以下の通りとなっております。

3月31日終了の連結会計年度	(百万円、%)			
	2012		2013	
国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社				
日本	¥ 9,071	10.1%	¥ 9,491	9.1%
アジア・オセアニア	50,886	56.7	63,851	61.2
ユーラシア(欧州・NIS諸国)	6,901	7.7	7,152	6.8
中東・アフリカ	22,396	25.0	23,055	22.1
米州	417	0.5	868	0.8
小計	89,671	100.0	104,417	100.0
持分法適用関連会社				
アジア・オセアニア	312	4.2	525	13.1
中東・アフリカ	1,533	20.5	1,724	43.2
米州	5,639	75.3	1,746	43.7
小計	7,484	100.0	3,995	100.0
合計	¥97,155	—%	¥108,412	—%

■ 石油・天然ガスプロジェクトの権益取得による支出

2012年3月期及び2013年3月期の石油・天然ガスプロジェクトのセグメント別の権益取得による支出は以下の通りとなっております。権益取得による支出には、鉱業権及び探鉱開発権の取得費用、サイン・ボーナス、新規権益取得により増加した生産物回収勘定または有形固定資産が含まれております。

3月31日終了の連結会計年度	(百万円、%)			
	2012		2013	
国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社				
アジア・オセアニア	¥ —	—%	¥ 82,219	46.4%
ユーラシア(欧州・NIS諸国)	601	100.0	1,024	0.6
中東・アフリカ	—	—	—	—
米州	—	—	94,088	53.0
小計	601	100.0	177,331	100.0
持分法適用関連会社				
アジア・オセアニア	—	—	—	—
中東・アフリカ	—	—	42,228	100.0
米州	—	—	—	—
小計	—	—	42,228	100.0
合計	¥601	—%	¥219,559	—%

2013年3月期の権益取得による支出は、アジア・オセアニア、中東・アフリカ、米州、各地域における権益取得により2,196億円となり(持分法適用関連会社の権益取得による支出422億円を含む)、2012年3月期の6億円に比べ2,190億円の増加となりました。

■ 生産物回収勘定の分析

生産分与契約のプロジェクトでは、探鉱段階、開発段階及び生産段階で発生する作業費の当社持分がすべて生産物回収勘定に計上されます。2012年3月期及び2013年3月期の生産物回収勘定の増減の内訳は以下の通りとなっております。

3月31日終了の連結会計年度	(百万円)	
	2012	2013
期首残高	¥ 534,331	¥ 568,318
加算: 探鉱コスト	25,320	22,044
開発コスト	123,762	130,998
操業費	50,055	53,919
その他	4,501	5,102
減算: 生産物回収勘定(資本支出)の回収額	53,543	54,087
生産物回収勘定(非資本支出)の回収額	98,870	107,938
その他	17,238	27,790
期末残高	568,318	590,566
生産物回収勘定引当金(期末残高)	¥ (100,671)	¥ (112,871)

生産物回収勘定(非資本支出)の回収額に計上される金額は、通常操業費に計上される額よりも多くなります。これは、操業費に加えて、発生した年度内に回収が可能な探鉱コストと開発コストの一部が、生産物回収勘定(非資本支出)の回収額に含まれているからです。

2013年3月期の探鉱コストは2012年3月期と比べ減少しました。これは主に米州地域における探鉱投資が減少したことによるものです。

2013年3月期の開発コストは2012年3月期と比べ増加しました。これは主にカジャガン油田への開発投資が減少したものの、マハカム沖鉱区、南ナトゥナ海B鉱区、ACG油田における開発投資が増加したことによるものです。

2013年3月期の操業費は2012年3月期と比べマハカム沖鉱区等で増加しました。

2013年3月期のコスト回収は、2012年3月期と比べ増加しました。これは主に南ナトゥナ海B鉱区においてコスト回収額が減少したものの、マハカム沖鉱区及びACG油田におけるコスト回収額が増加したことによるものです。

また、減算のその他は他勘定への振り替えに伴う生産物回収勘定の減少等によるものです。

2013年3月期末の生産物回収勘定引当金残高は2012年3月期末と比べ増加しました。これは主にアジアにおける探鉱投資により増加した生産物回収勘定に対する引当額の増加によるものです。

■ 資金の調達及び流動性

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

なお、イクシスプロジェクトでは、2013年3月期より持分法適用関連会社である、イクシス下流事業会社を借入人として、国内外の輸出信用機関8行及び市中銀行24行からプロジェクトファイナンスの借入を開始しております。

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

■長期借入金の返済予定

2013年3月31日現在で計画されている長期借入金の返済予定は以下の通りとなっております。

3月31日終了の連結会計年度	(百万米ドル、百万円)		
	米ドル	円	換算額
2014年	\$ 38.5	¥ 3,776	¥ 7,391
2015年	116.2	5,630	16,547
2016年	154.6	7,788	22,321
2017年	258.6	32,674	56,981
2018年	258.6	7,722	32,029
2019年以降	3,211.4	37,187	339,031
合計	\$4,037.9	¥94,777	¥474,300

■キャッシュ・フローの状況

2012年3月期及び2013年3月期のキャッシュ・フローの状況は以下の通りとなっております。

3月31日終了の連結会計年度	(百万円)	
	2012	2013
営業活動によるキャッシュ・フロー	¥ 320,692	¥ 252,347
投資活動によるキャッシュ・フロー	(280,864)	(489,870)
財務活動によるキャッシュ・フロー	29,294	137,069
現金及び現金同等物の期末残高	¥ 249,233	¥ 199,859

営業活動によるキャッシュ・フロー

2013年3月期の営業活動の結果得られた現金は2,523億円となり、2012年3月期の3,207億円に比べ684億円の減少となりました。これは、油価及びガス価の下落等により、法人税等及び少数株主損益調整前当期純利益が減少したことに加え、法人税等の支払額が増加したことによるものです。

投資活動によるキャッシュ・フロー

2013年3月期の投資活動の結果使用した現金は4,899億円となり、2012年3月期の2,809億円に比べ2,090億円の増加となりました。これは、長期預金の預入による支出や権益取得による支出が当期発生したことによるものです。

財務活動によるキャッシュ・フロー

2013年3月期の財務活動の結果得られた現金は1,371億円となり、2012年3月期の293億円に比べ1,078億円の増加となりました。これは、長期借入れによる収入や少数株主からの払込みによる収入が増加したことによるものです。

2014年3月期の業績見通し(2013年8月2日公表)

2014年3月期の見通しにつきましては、売上高では、2013年3月期に比べ55億円、0.4%増収の1兆2,220億円を見込んでおり、営業利益は、2013年3月期に比べ784億円、11.3%減益の6,150億円、法人税等及び少数株主損益調整前当期純利益は、2013年3月期に比べ811億円、11.3%減益の6,370億円、当期純利益では、2013年3月期に比べ410億円、22.4%減益の1,420億円となる見込みです。

売上高については、油価想定を2013年3月期に対し油価安として

いる一方、想定為替レートが円安のため、2013年3月期と同水準となる見込みですが、営業利益・法人税等及び少数株主損益調整前当期純利益・当期純利益は、イクシス権益譲渡益の剥落、売上原価の増加等によりいずれも減益となる見込みです。

なお上記見通しは、油価(プレント)は、通期平均で1バレル当たり100.8米ドル、為替レートは、年度を通じて1米ドル95.9円として算出しております。

連結貸借対照表

国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社
2013年3月31日現在

<資産>	百万円		千米ドル (注3)
	2012	2013	2013
流動資産			
現金及び現金同等物	¥ 249,233	¥ 199,859	\$ 2,126,386
定期預金(注12)	84,665	284,469	3,026,588
受取手形及び売掛金(注4)	119,460	117,412	1,249,197
有価証券(注4及び5)	341,387	281,129	2,991,052
たな卸資産	11,977	15,409	163,943
繰延税金資産(注7)	18,693	10,111	107,575
未収入金(注4)	71,912	94,333	1,003,649
その他	24,388	118,701	1,262,911
貸倒引当金	(13,013)	(14,919)	(158,729)
	908,702	1,106,504	11,772,572
有形固定資産			
建物及び構築物(注6)	233,523	240,218	2,555,782
坑井(注6)	237,363	247,173	2,629,780
機械装置及び運搬具(注6)	277,572	305,836	3,253,921
土地	20,070	19,560	208,107
建設仮勘定	167,779	359,430	3,824,130
その他	14,695	19,067	202,862
	951,002	1,191,284	12,674,582
減価償却累計額	(567,304)	(606,743)	(6,455,399)
	383,698	584,541	6,219,183
無形固定資産			
のれん(注16)	94,602	87,841	934,578
探鉱開発権	118,007	118,869	1,264,699
鉱業権	16,492	167,179	1,778,689
その他	4,217	6,267	66,677
	233,318	380,156	4,044,643
投資その他の資産			
生産物回収勘定	568,318	590,566	6,283,285
生産物回収勘定引当金	(100,671)	(112,871)	(1,200,883)
	467,647	477,695	5,082,402
投資有価証券(注4、5及び6)	886,222	673,129	7,161,709
長期貸付金	48,110	7,264	77,285
繰延税金資産(注7)	30,555	40,076	426,386
長期預金(注12)	55,000	287,273	3,056,421
その他(注6)	60,142	65,434	696,180
貸倒引当金	(716)	(794)	(8,448)
探鉱投資引当金	(6,280)	(5,119)	(54,463)
	1,540,680	1,544,958	16,437,472
資産合計	¥3,066,398	¥3,616,159	\$38,473,870

連結財務諸表の注記を参照。

<負債及び純資産>	百万円		千米ドル (注3)
	2012	2013	2013
流動負債			
支払手形及び買掛金	¥ 30,228	¥ 41,402	\$ 440,494
短期借入金及び1年以内返済予定の長期借入金(注4、6及び12)	4,802	8,561	91,084
未払法人税等(注7)	139,145	152,681	1,624,439
未払金(注6)	133,153	133,233	1,417,523
探鉱事業引当金	5,551	26,857	285,743
役員賞与引当金	128	127	1,351
資産除去債務(注15)	3,338	3,813	40,568
その他(注7)	51,499	48,303	513,917
	367,844	414,977	4,415,119
固定負債			
長期借入金(注4、6、11及び12)	313,973	466,909	4,967,645
繰延税金負債(注7)	43,178	34,988	372,252
退職給付引当金(注14)	6,341	8,580	91,286
事業損失引当金	—	3,705	39,419
特別修繕引当金	368	278	2,958
資産除去債務(注15)	9,804	13,582	144,505
その他(注6)	10,697	2,156	22,939
	384,361	530,198	5,641,004
負債合計	752,205	945,175	10,056,123
純資産(注9及び10)			
資本金	290,810	290,810	3,094,053
授權株式の総数: 2012 — 9,000,001株 2013 — 9,000,001株			
発行済株式の総数: 2012 — 3,655,810株 2013 — 3,655,810株			
資本剰余金	679,288	679,288	7,227,237
利益剰余金	1,219,527	1,375,107	14,630,354
自己株式: 2012 — 4,916株 2013 — 4,916株	(5,248)	(5,248)	(55,836)
株主資本合計	2,184,377	2,339,957	24,895,808
その他有価証券評価差額金	6,953	34,742	369,635
繰延ヘッジ損益(注11)	4,118	16,244	172,827
為替換算調整勘定	(16,196)	90,350	961,273
その他の包括利益累計額合計	(5,125)	141,336	1,503,735
少数株主持分	134,941	189,691	2,018,204
純資産合計	2,314,193	2,670,984	28,417,747
偶発債務(注18)			
負債及び純資産合計	¥3,066,398	¥3,616,159	\$38,473,870

連結損益計算書及び連結包括利益計算書

連結損益計算書

国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社
2013年3月31日終了の連結会計年度

	百万円		千米ドル (注3)
	2012	2013	2013
売上高	¥1,186,732	¥1,216,533	\$12,943,217
売上原価	395,443	426,326	4,535,865
売上総利益	791,289	790,207	8,407,352
探鉱費	11,747	20,125	214,119
販売費及び一般管理費(注13、14及び16)	48,286	53,734	571,699
減価償却費	21,898	22,900	243,643
営業利益	709,358	693,448	7,377,891
その他収益:			
受取利息	4,400	8,735	92,935
受取配当金	6,993	7,832	83,328
投資有価証券売却益	48	25,449	270,763
持分法による投資利益	6,638	—	—
権益譲渡益	70,260	50,173	533,812
その他	13,743	6,477	68,912
	102,082	98,666	1,049,750
その他費用:			
支払利息	1,228	1,518	16,151
持分法による投資損失	—	1,042	11,086
生産物回収勘定引当金繰入額	14,816	15,131	160,985
探鉱事業引当金繰入額	519	12,452	132,482
為替差損	14,641	30,056	319,779
その他	13,197	13,769	146,494
	44,401	73,968	786,977
法人税等及び少数株主損益調整前当期純利益	767,039	718,146	7,640,664
法人税等(注7):			
法人税、住民税及び事業税	543,157	539,208	5,736,866
法人税等調整額	(6,223)	(9,933)	(105,682)
	536,934	529,275	5,631,184
少数株主損益調整前当期純利益	230,105	188,871	2,009,480
少数株主利益	36,104	5,909	62,869
当期純利益(注10)	¥ 194,001	¥ 182,962	\$ 1,946,611

連結包括利益計算書

国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社
2013年3月31日終了の連結会計年度

	百万円		千米ドル (注3)
	2012	2013	2013
少数株主損益調整前当期純利益	¥230,105	¥188,871	\$2,009,480
その他の包括利益			
その他有価証券評価差額金	5,499	27,787	295,638
繰延ヘッジ損益	4,118	16,769	178,412
為替換算調整勘定	2,082	105,692	1,124,502
持分法適用会社に対する持分相当額	(1,134)	(1,577)	(16,778)
その他の包括利益合計(注8)	10,565	148,671	1,581,774
包括利益(注8)	240,670	337,542	3,591,254
(内訳)			
親会社株主に係る包括利益	204,268	329,422	3,504,862
少数株主に係る包括利益	¥ 36,402	¥ 8,120	\$ 86,392

連結財務諸表の注記を参照。

連結株主資本等変動計算書

国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社

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

2013年3月31日終了の連結会計年度	百万円					
	2012年 4月1日残高	剰余金の 配当	当期純利益	株主資本以外の 項目の連結会計 年度中のその他 変動額(純額)	連結会計 年度中の 変動額合計	2013年 3月31日残高
資本金	¥ 290,810	¥ —	¥ —	¥ —	¥ —	¥ 290,810
資本剰余金	679,288	—	—	—	—	679,288
利益剰余金	1,219,527	(27,382)	182,962	—	155,580	1,375,107
自己株式	(5,248)	—	—	—	—	(5,248)
株主資本合計	2,184,377	(27,382)	182,962	—	155,580	2,339,957
その他有価証券評価差額金	6,953	—	—	27,789	27,789	34,742
繰延ヘッジ損益	4,118	—	—	12,126	12,126	16,244
為替換算調整勘定	(16,196)	—	—	106,546	106,546	90,350
その他の包括利益累計額合計	(5,125)	—	—	146,461	146,461	141,336
少数株主持分	134,941	—	—	54,750	54,750	189,691
純資産合計	¥2,314,193	¥(27,382)	¥182,962	¥201,211	¥356,791	¥2,670,984

2013年3月31日終了の連結会計年度	千米ドル (注3)					
	2012年 4月1日残高	剰余金の 配当	当期純利益	株主資本以外の 項目の連結会計 年度中のその他 変動額(純額)	連結会計 年度中の 変動額合計	2013年 3月31日残高
資本金	\$ 3,094,053	\$ —	\$ —	\$ —	\$ —	\$ 3,094,053
資本剰余金	7,227,237	—	—	—	—	7,227,237
利益剰余金	12,975,072	(291,329)	1,946,611	—	1,655,282	14,630,354
自己株式	(55,836)	—	—	—	—	(55,836)
株主資本合計	23,240,526	(291,329)	1,946,611	—	1,655,282	24,895,808
その他有価証券評価差額金	73,976	—	—	295,659	295,659	369,635
繰延ヘッジ損益	43,813	—	—	129,014	129,014	172,827
為替換算調整勘定	(172,316)	—	—	1,133,589	1,133,589	961,273
その他の包括利益累計額合計	(54,527)	—	—	1,558,262	1,558,262	1,503,735
少数株主持分	1,435,695	—	—	582,509	582,509	2,018,204
純資産合計	\$24,621,694	\$(291,329)	\$1,946,611	\$2,140,771	\$3,796,053	\$28,417,747

連結財務諸表の注記を参照。

連結キャッシュ・フロー計算書

国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社
2013年3月31日終了の連結会計年度

	百万円		千米ドル (注3)
	2012	2013	2013
営業活動によるキャッシュ・フロー			
法人税等及び少数株主損益調整前当期純利益	¥767,039	¥718,146	\$7,640,664
減価償却費	48,026	51,916	552,357
のれん償却額	6,760	6,761	71,933
生産物回収勘定引当金の増加額(減少額)	18,991	16,354	173,997
探鉱事業引当金の増加額(減少額)	(3,916)	21,132	224,832
退職給付引当金の増加額(減少額)	(637)	2,285	24,311
その他の引当金の増加額(減少額)	(26)	5,547	59,017
受取利息及び受取配当金	(11,393)	(16,567)	(176,263)
支払利息	1,228	1,518	16,151
為替差損(益)	5,334	16,330	173,742
持分法による投資損失(利益)	(6,638)	1,041	11,076
権益譲渡益	(70,260)	(50,173)	(533,812)
投資有価証券売却損(益)	(48)	(25,449)	(270,763)
生産物回収勘定(資本支出)の回収額	53,543	54,087	575,455
生産物回収勘定(非資本支出)の増加額	(21,041)	(21,079)	(224,269)
売上債権の減少額(増加額)	(23,816)	2,795	29,737
たな卸資産の減少額(増加額)	195	(3,232)	(34,387)
仕入債務の増加額(減少額)	6,562	11,030	117,353
未収入金の減少額(増加額)	(19,774)	4,910	52,240
未払金の増加額(減少額)	40,943	(900)	(9,575)
前受金の増加額(減少額)	23,891	(24,636)	(262,113)
その他	418	3,091	32,886
小計	815,381	774,907	8,244,569
利息及び配当金の受取額	16,997	19,652	209,086
利息の支払額	(943)	(1,344)	(14,300)
法人税等の支払額	(510,743)	(540,868)	(5,754,527)
営業活動によるキャッシュ・フロー	320,692	252,347	2,684,828
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	(88,771)	(299,460)	(3,186,084)
定期預金の払戻による収入	6,065	134,162	1,427,407
長期預金の預入による支出	—	(252,082)	(2,682,009)
長期預金の払戻による収入	—	5,000	53,197
有形固定資産の取得による支出	(68,317)	(189,153)	(2,012,480)
有形固定資産の売却による収入	315	116	1,234
無形固定資産の取得による支出	(1,368)	(4,256)	(45,281)
有価証券の取得による支出	(4,090)	(17,710)	(188,424)
有価証券の売却及び償還による収入	136,614	366,633	3,900,766
投資有価証券の取得による支出	(238,568)	(90,831)	(966,390)
投資有価証券の売却及び償還による収入	20,672	70,902	754,357
生産物回収勘定(資本支出)の支出	(82,916)	(82,696)	(879,838)
短期貸付金の減少額(増加額)	3,759	(85)	(904)
長期貸付けによる支出	(38,094)	(141,222)	(1,502,522)
長期貸付金の回収による収入	3,600	119,238	1,268,624
権益取得による支出	—	(176,232)	(1,875,008)
権益譲渡による収入	71,487	56,800	604,320
その他	(1,252)	11,006	117,098
投資活動によるキャッシュ・フロー	(280,864)	(489,870)	(5,211,937)
財務活動によるキャッシュ・フロー			
短期借入金純増加額(減少額)	(40)	991	10,544
長期借入れによる収入	50,913	121,572	1,293,457
長期借入金の返済による支出	(4,317)	(4,682)	(49,814)
少数株主からの払込みによる収入	9,723	55,852	594,233
配当金の支払額	(21,922)	(27,385)	(291,361)
少数株主への配当金の支払額	(4,992)	(4,992)	(53,112)
その他	(71)	(4,287)	(45,611)
財務活動によるキャッシュ・フロー	29,294	137,069	1,458,336
現金及び現金同等物に係る換算差額	(2,664)	51,498	547,909
現金及び現金同等物の増加額(減少額)	66,458	(48,956)	(520,864)
現金及び現金同等物の期首残高	182,025	249,233	2,651,697
新規連結に伴う現金及び現金同等物の増加額	750	440	4,681
連結除外に伴う現金及び現金同等物の減少額	—	(858)	(9,128)
現金及び現金同等物の期末残高	¥249,233	¥199,859	\$2,126,386

連結財務諸表の注記を参照。

連結財務諸表の注記

国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社

1. 作成の基礎

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

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

在外子会社の財務諸表が国際財務報告基準または米国会計基準に準拠して作成されている場合には、連結決算手続上利用しております。ただし、重要性がある場合には、当期純利益が適切に計上されるよう修正しなければならぬ項目があります。

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

当社は、当年度の表示に合わせ過年度の表示を一部組替再表示しております。

2. 重要な会計方針の要約

(a) 連結の基本方針及び関連会社投資の会計処理

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

決算日が連結決算日と異なる連結子会社のうち、サウル石油(株)、インベックスマセラアラフラ海石油(株)等43社は決算日が12月31日であり、決算日現在の財務諸表を使用しております。ただし、連結決算日との間に生じた重要な取引については、連結上必要な調整を行っております。また、ジャパン石油開発(株)、インベックス南西カスピ海石油(株)、インベックス北カスピ海石油(株)、INPEX Holdings Australia Pty Ltd、INPEX Ichthys Pty Ltd等11社は、決算日が12月31日ですが、連結決算日現在で決算を行っております。

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

(b) 現金同等物

取得日から3か月以内に償還期限の到来する流動性の高いすべての投資を現金同等物とみなしており、預入時点から満期日までが3か月以内の短期定期預金を含んでおります。

(c) 外貨換算

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

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

(d) 有価証券

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

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

(e) デリバティブ

デリバティブは公正価値で評価しております。

(f) たな卸資産

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

(g) 貸倒引当金

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

(h) 生産物回収勘定及び生産物回収勘定引当金

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

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

(i) 探鉱投資引当金

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

(j) 有形固定資産(リース資産を除く)

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

(k) 無形固定資産(リース資産を除く)

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

鉱業権の償却は、主として生産高比例法によっております。

その他の無形固定資産は主として定額法によって償却しております。

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

(l) リース資産

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

(m) 探鉱事業引当金

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

(n) 役員賞与引当金

役員に対する賞与の支出に備えるため、支給見込額に基づき計上しております。

(o) 資産除去債務

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

(p) 退職給付引当金

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

数理計算上の差異は、発生年度に全額を費用処理しております。

(q) 事業損失引当金

石油・天然ガスの開発、生産及び販売事業等に係る損失に備えるため、個別に事業の状況等を勘案し計上しています。

(r) 特別修繕引当金

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

(s) ヘッジ会計

繰延ヘッジ処理によっております。振当処理の要件を満たしている為替予約については振当処理を、特例処理の要件を満たしている金利スワップについては特例処理を採用しております。また、デリバティブ取引の限度額を実需の範囲とする方針であり、投機目的によるデリバティブ取引は行わないこととしております。

(t) 研究開発費

研究開発費は発生時に費用として処理しております。

(u) 法人税等

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

(v) 未適用の会計基準等

・「退職給付に関する会計基準」(企業会計基準第26号 平成24年5月17日)

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

(概要)

本会計基準等は、財務報告を改善する観点及び国際的な動向を踏まえ、未認識数理計算上の差異及び未認識過去勤務費用の処理方法、退職給付債務及び勤務費用の計算方法並びに開示の拡充を中心に改正されたものです。

(適用予定日)

2014年3月期の期末より適用予定です。ただし、退職給付債務及び勤務費用の計算方法の改正については、2015年3月期の期首より適用予定です。

(当該会計基準等の適用による影響)

影響額は、当連結財務諸表の作成時において評価中です。

3. 米ドル表示の金額

円貨から米ドル表示への換算は、単に便宜上、2013年3月31日の換算レートである1米ドル93円99銭で計算しております。これらの金額の記載は、円金額がこのレートあるいはほかのレートで米ドルに換金、実現あるいは決済された、またはされうらうということの意味しているものではありません。

4. 金融商品の状況に関する事項

(a) 金融商品に対する取組方針

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

当社グループは、資金運用については、安全性・流動性に十分配慮し、預金や国債を中心に運用を行っております。デリバティブは、予定取引や保有資産のリスクを管理するために限定的に利用しており、投機的な取引は行わない方針であります。

(b) 金融商品の内容及びそのリスク並びにリスク管理体制

(営業債権等にかかる信用リスク)

営業債権である受取手形及び売掛金並びに未収入金は、主に原油・天然ガスの販売によるもので、主な取引先は、国営石油会社や大手石油会社等となっております。信用リスクに晒されている取引先については、営業管理細則及び与信管理細則に従い、取引先の状況を適時に把握し、取引相手の財務状況等の悪化等による回収懸念の早期把握や軽減を図っております。

(有価証券にかかる市場価格変動リスク)

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

(借入金にかかる金利変動リスク)

借入金は主に石油・天然ガス開発資金及び国内のパイプライン・LNG受入基地等建設資金に係る資金調達であり、借入期間は対象事業の資金見通し及び対象設備の償却期間等を勘案して決定しております。変動金利の借入金は、金利の変動リスクに晒されていますが、借入時及び年に一度、金利変動による影響を分析し、必要に応じて固定金利での借入や金利スワップによる支払利息の固定化を行っております。

(外貨建資産・負債にかかる為替変動リスク)

当社グループの事業地域の多くは海外であるため、現預金及び売掛債権等の外貨建資産や、海外プロジェクトの必要資金の借入等の外貨建負債を多額に保有していることから、為替変動リスクに晒されております。外貨

建資産・負債の期末円換算により、円高時には外貨建資産で為替差損、外貨建負債で為替差益が生じる一方、円安時には外貨建資産で為替差益、外貨建負債で為替差損が生じます。このため、外貨建資産・負債のバランスを取り、為替変動リスクを低減するように努めております。また、イクシスプロジェクト等、今後外貨での支出が予定される分については、必要に応じて先物為替予約等のデリバティブ取引を利用して、為替変動リスクを管理しております。

(デリバティブ取引の管理)

上記のデリバティブ取引の執行管理については、デリバティブ取引管理要領に従って行っており、市場価格変動リスクに晒されているデリバティブ

については、時価が定期的に経営会議に報告されております。また、デリバティブの利用にあたっては、カウンターパーティーリスクを軽減するために、格付の高い金融機関との取引に限っております。

(資金調達に係る流動性リスクの管理)

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

5. 有価証券

(a) 2012年及び2013年3月31日現在のその他有価証券は以下の通りとなっております。

2012年3月31日現在	百万円		
	取得原価	連結貸借対照表計上額	未実現(損)益
連結貸借対照表計上額が取得原価を超えるもの:			
株式	¥ 4,499	¥ 9,318	¥ 4,819
債券			
国債・地方債等	726,075	727,734	1,659
社債	23,500	23,589	89
その他	25,396	25,503	107
その他	204,862	209,855	4,993
小計	984,332	995,999	11,667
連結貸借対照表計上額が取得原価を超えないもの:			
株式	47,939	44,103	(3,836)
債券			
国債・地方債等	30,190	29,950	(240)
社債	40,000	39,779	(221)
その他	8,385	8,348	(37)
その他	4,338	4,335	(3)
小計	130,852	126,515	(4,337)
合計	¥1,115,184	¥1,122,514	¥ 7,330

2013年3月31日現在	百万円			千米ドル		
	取得原価	連結貸借対照表計上額	未実現(損)益	取得原価	連結貸借対照表計上額	未実現(損)益
連結貸借対照表計上額が取得原価を超えるもの:						
株式	¥ 11,937	¥ 21,926	¥ 9,989	\$ 127,003	\$ 233,280	\$106,277
債券						
国債・地方債等	356,284	357,528	1,244	3,790,658	3,803,894	13,236
社債	60,050	60,152	102	638,898	639,983	1,085
その他	33,648	37,549	3,901	357,996	399,500	41,504
その他	205,185	228,948	23,763	2,183,051	2,435,876	252,825
小計	667,104	706,103	38,999	7,097,606	7,512,533	414,927
連結貸借対照表計上額が取得原価を超えないもの:						
株式	40,451	37,824	(2,627)	430,376	402,426	(27,950)
債券						
国債・地方債等	29,137	28,982	(155)	310,001	308,352	(1,649)
社債	35,000	34,966	(34)	372,380	372,018	(362)
小計	104,588	101,772	(2,816)	1,112,757	1,082,796	(29,961)
合計	¥771,692	¥807,875	¥36,183	\$8,210,363	\$8,595,329	\$384,966

(b) 2012年及び2013年3月31日終了の連結会計年度に売却したその他有価証券は以下の通りとなっております。

2012年3月31日終了の 連結会計年度	百万円		
	売却額	売却益の総額	売却損の総額
債券			
国債・地方債等	¥41,395	¥82	¥—
合計	¥41,395	¥82	¥—

2013年3月31日終了の 連結会計年度	百万円			千米ドル		
	売却額	売却益の総額	売却損の総額	売却額	売却益の総額	売却損の総額
債券						
国債・地方債等	¥121,781	¥187	¥—	\$1,295,680	\$1,990	\$—
合計	¥121,781	¥187	¥—	\$1,295,680	\$1,990	\$—

(c) 2012年及び2013年3月31日現在の時価を算定することが極めて困難と認められる有価証券は以下の通りとなっております。

3月31日現在	百万円		千米ドル
	2012	2013	2013
その他有価証券：			
非上場株式	¥ 28,395	¥ 30,728	\$ 326,929
優先出資証券	5,000	5,000	53,197
関係会社株式	71,700	110,655	1,177,306
合計	¥105,095	¥146,383	\$1,557,432

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

(d) 2013年3月31日現在のその他有価証券のうち満期があるものの今後の償還予定額は以下の通りとなっております。

2013年3月31日現在	百万円				千米ドル			
	1年以内	1年超 5年以内	5年超 10年以内	10年超	1年以内	1年超 5年以内	5年超 10年以内	10年超
債券								
国債・地方債等	¥167,000	¥185,000	¥31,500	¥—	\$1,776,785	\$1,968,294	\$335,142	\$—
社債	33,500	61,500	—	—	356,421	654,325	—	—
その他	8,500	28,197	—	—	90,435	300,000	—	—
その他	66,000	132,100	—	—	702,202	1,405,469	—	—
合計	¥275,000	¥406,797	¥31,500	¥—	\$2,925,843	\$4,328,088	\$335,142	\$—

6. 借入金

2012年及び2013年3月31日現在の短期借入金は以下の通りとなっております。

3月31日現在	百万円		千米ドル
	2012	2013	2013
銀行等からの借入金			
(2012年3月31日現在の利率は0.970%から1.325% 2013年3月31日現在の利率は0.950%から2.174%)	¥120	¥1,170	\$12,448
合計	¥120	¥1,170	\$12,448

2012年及び2013年3月31日現在の長期借入金は以下の通りとなっております。

3月31日現在	百万円		千米ドル
	2012	2013	2013
返済期限(最長)2028年の銀行等からの借入金			
(2012年3月31日現在の利率は0.700%から2.700% 2013年3月31日現在の利率は0.509%から2.700%)	¥318,655	¥474,300	\$5,046,281
うち、1年以内返済予定の長期借入金	4,682	7,391	78,636
合計	¥313,973	¥466,909	\$4,967,645

2012年及び2013年3月31日現在の長期借入金及び保証債務の担保に供した資産は以下の通りとなっております。

3月31日現在	百万円		千米ドル
	2012	2013	2013
建物及び構築物	¥ 2,251	¥ 2,091	\$ 22,247
坑井	2,737	1,214	12,916
機械装置及び運搬具	9,190	8,974	95,478
投資有価証券	7,633	7,395	78,679
その他	231	227	2,415
合計	¥22,042	¥19,901	\$211,735

上記の担保資産に対応する債務を種類別に分類すると次の通りとなっております。

3月31日現在	百万円		千米ドル
	2012	2013	2013
短期借入金	¥1,589	¥ 997	\$10,607
未払金	5,090	5,119	54,463
長期借入金	2,434	1,437	15,289
その他	17	17	181
合計	¥9,130	¥7,570	\$80,540

また、上記以外にイクシスLNGプロジェクトファイナンス及びBTCパイプラインプロジェクトファイナンスに対し、担保に供しているものは以下の通りとなっております。

イクシスLNGプロジェクトファイナンス

3月31日現在	百万円		千米ドル
	2012	2013	2013
現金及び現金同等物	¥—	¥ 3,602	\$ 38,323
未収入金	—	160	1,702
その他(流動資産)	—	64,631	687,637
土地	—	133	1,415
建設仮勘定	—	172,378	1,834,004
投資有価証券	—	15,758	167,656
合計	¥—	¥256,662	\$2,730,737

BTCパイプラインプロジェクトファイナンス

3月31日現在	百万円		千米ドル
	2012	2013	2013
投資有価証券	¥4,704	¥5,240	\$55,751

長期借入金の2013年3月31日後1年ごとの返済予定額の総額は以下の通りとなっております。

3月31日終了の連結会計年度	百万円	千米ドル
2014年	¥ 7,391	\$ 78,636
2015年	16,547	176,051
2016年	22,321	237,483
2017年	56,981	606,245
2018年	32,029	340,770
2019年以降	339,031	3,607,096
合計	¥474,300	\$5,046,281

7. 法人税等

当社及び連結子会社は利益に対して法人税等の税金を課せられており、法定実効税率は2012年3月31日終了の連結会計年度が36.2%、2013年3月31日終了の連結会計年度が33.3%となっております。

2012年及び2013年3月31日終了の連結会計年度における連結損益計算書の法人税等の負担率と法定実効税率の差異の原因及び項目別の内訳は以下の通りとなっております。

3月31日終了の連結会計年度	2012	2013
法定実効税率	36.2%	33.3%
(調整)		
交際費等永久に損金に算入されない項目	0.3	0.6
受取配当金等永久に益金に算入されない項目	(0.6)	(0.7)
評価性引当額	5.7	2.6
外国税	61.8	69.3
外国税額控除	(23.1)	(22.1)
損金算入外国税額の調整	(8.2)	(10.7)
のれん償却額	0.3	0.3
本邦税効果適用税率差異	(1.6)	(0.2)
その他	(0.8)	1.3
税効果会計適用後の法人税等負担率	70.0%	73.7%

2012年及び2013年3月31日現在の繰延税金資産及び繰延税金負債の発生の主な原因別の内訳は以下の通りとなっております。

3月31日現在	百万円		千米ドル
	2012	2013	2013
繰延税金資産:			
探鉱投資等	¥ 88,582	¥ 90,332	\$ 961,081
土地評価損	3,959	3,959	42,122
投資有価証券評価損	3,889	3,205	34,100
生産物回収勘定(外国税)	5,258	6,992	74,391
探鉱投資引当金	2,928	2,579	27,439
未払外国税	35,612	33,288	354,165
税務上の繰越欠損金	39,042	46,021	489,637
減価償却費償却超過額	37,777	43,238	460,028
退職給付引当金	1,989	2,659	28,290
事業損失引当金	—	1,140	12,129
外貨建債権債務評価差額	1,704	795	8,458
資産除去債務	4,239	5,574	59,304
貸倒引当金	4,940	5,974	63,560
その他	14,475	17,683	188,137
繰延税金資産小計	244,394	263,439	2,802,841
評価性引当額	(174,115)	(195,665)	(2,081,764)
繰延税金資産合計	70,279	67,774	721,077
繰延税金負債:			
外国税	30,164	27,048	287,775
外貨建債権債務評価差額	16,326	3,551	37,781
海外投資等損失準備金	5,070	5,377	57,208
パーチェス法適用に伴う時価評価差額等	1,694	1,759	18,715
探鉱準備金	7,910	11,274	119,949
その他有価証券評価差額金	283	1,424	15,151
繰延ヘッジ損益	2,352	10,442	111,097
その他	4,660	4,780	50,856
繰延税金負債合計	68,459	65,655	698,532
繰延税金資産(負債)の純額	¥ 1,820	¥ 2,119	\$ 22,545

8. 包括利益

2012年及び2013年3月31日終了の連結会計年度のその他の包括利益に係る組替調整額及び税効果額については以下の通りとなっております。

3月31日終了の連結会計年度	百万円		千米ドル
	2012	2013	2013
その他有価証券評価差額金			
当期発生額	¥ 5,082	¥ 29,075	\$ 309,341
組替調整額	539	(138)	(1,468)
税効果調整前	5,621	28,937	307,873
税効果額	(122)	(1,150)	(12,235)
	5,499	27,787	295,638
繰延ヘッジ損益			
当期発生額	6,456	24,873	264,634
税効果額	(2,338)	(8,104)	(86,222)
	4,118	16,769	178,412
為替換算調整勘定			
当期発生額	2,082	105,692	1,124,502
持分法適用会社に対する持分相当額			
当期発生額	(1,134)	(1,964)	(20,896)
資産の取得原価調整額	—	387	4,118
	(1,134)	(1,577)	(16,778)
その他の包括利益合計	¥10,565	¥148,671	\$1,581,774

9. 純資産

2013年3月31日現在、当社の発行済株式総数は普通株式3,655,809株、甲種類株式1株であります。甲種類株式は当社株主総会において議決権を有しませんが、甲種類株主は以下の一定の重要事項について、拒否権を有しております(ただし、取締役の選任または解任、重要な資産の処分、統合の拒否権の行使については定款に定める要件を充足する必要があります)。

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

• 解散

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

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

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

10. 1株当たり情報

3月31日終了の連結会計年度	円		米ドル
	2012	2013	2013
1株当たり当期純利益	¥ 53,137.93	¥ 50,114.22	\$ 533.19
1株当たり配当額	7,000.00	7,000.00	74.48
1株当たり純資産	¥596,908.99	¥679,639.63	\$7,230.98

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おりません。

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

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

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

11. デリバティブ取引

(a) ヘッジ会計が適用されていないデリバティブ取引

2012年及び2013年3月31日現在のヘッジ会計が適用されていないデリバティブ取引に関する契約額等、時価及び評価損益は以下の通りとなっております。

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

注: 時価の算定方法 取引先金融機関から提示された価格によっております。

2013年3月31日現在のヘッジ会計が適用されていないデリバティブ取引はありません。

(b) ヘッジ会計が適用されているデリバティブ取引

2012年及び2013年3月31日現在のヘッジ会計が適用されているデリバティブ取引に関する契約額等及び時価は以下の通りとなっております。

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

2013年3月31日現在	主なヘッジ対象	契約額等	百万円	
			うち1年超	時価
為替予約取引(注1):				
買建米ドル (原則処理)	外貨建予定取引	¥157,614	¥ —	¥31,329
金利スワップ取引:				
支払固定・受取変動(特例処理)	長期借入金	¥ 4,820	¥4,760	(注2)

2013年3月31日現在	主なヘッジ対象	契約額等	千米ドル	
			うち1年超	時価
為替予約取引(注1):				
買建米ドル (原則処理)	外貨建予定取引	\$1,676,923	\$ —	\$333,323
金利スワップ取引:				
支払固定・受取変動(特例処理)	長期借入金	\$ 51,282	\$50,644	(注2)

注1:時価の算定方法 取引先金融機関から提示された価格によっております。

注2:金利スワップの特例処理によるものは、ヘッジ対象とされている長期借入金と一体として処理されているため、その時価は注記12.(a)の長期借入金に含めて記載しております。

12. その他の金融商品

(a) 2012年及び2013年3月31日現在の注記5.(a)に記載の有価証券、投資有価証券及び注記11に記載のデリバティブ取引以外のその他の金融商品の連結貸借対照表計上額及び時価については次の通りであります。なお、現金及び現金同等物、受取手形及び売掛金は時価が連結貸借対照表計上額に等しいことから下記表には記載しておりません。

2012年3月31日現在	百万円	
	連結貸借対照表計上額	時価
短期借入金及び1年以内返済予定の長期借入金	¥ 4,802	¥ 4,830
長期借入金	¥313,973	¥316,131

2013年3月31日現在	百万円		千米ドル	
	連結貸借対照表計上額	時価	連結貸借対照表計上額	時価
定期預金	¥284,469	¥284,502	\$3,026,588	\$3,026,939
長期預金	287,273	289,007	3,056,421	3,074,870
短期借入金及び1年以内返済予定の長期借入金	8,561	8,507	91,084	90,510
長期借入金	¥466,909	¥456,404	\$4,967,645	\$4,855,878

(b) その他の金融商品の時価の算定方法は以下の通りとなっております。

定期預金

定期預金に含まれる1年以内償還予定の長期預金については、長期預金と同様な方法にて時価を算定しております。その他の定期預金については、短期間で決済されるため、時価は帳簿価額にほぼ等しいことから、当該帳簿価額によっております。

長期預金

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

短期借入金及び1年以内返済予定の長期借入金

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

長期借入金

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

13. 研究開発費

販売費及び一般管理費に含まれている研究開発費は、2012年3月31日終了の連結会計年度が402百万円、2013年3月31日終了の連結会計年度が99百万円(1,053千米ドル)となっております。

14. 退職給付制度

(a) 退職給付債務に関する事項

3月31日現在	百万円		千米ドル
	2012	2013	2013
退職給付債務	¥(15,881)	¥(19,388)	\$ (206,277)
年金資産	9,540	10,808	114,991
未積立退職給付債務	(6,341)	(8,580)	(91,286)
未認識数理計算上の差異	—	—	—
退職給付引当金	¥ (6,341)	¥ (8,580)	\$ (91,286)

(b) 退職給付費用に関する事項

3月31日終了の連結会計年度	百万円		千米ドル
	2012	2013	2013
勤務費用	¥792	¥ 877	\$ 9,331
利息費用	294	301	3,202
期待運用収益	(170)	(235)	(2,500)
数理計算上の差異の費用処理額	(205)	2,211	23,524
その他(注)	238	473	5,032
退職給付費用	¥949	¥3,627	\$38,589

注:「その他」は、確定拠出型年金への掛金(支払額)であります。

(c) 退職給付債務等の計算の基礎に関する事項

3月31日終了の連結会計年度	2012	2013
割引率	2.0%	1.0%
期待運用収益率	2.0%	2.5%
数理計算上の差異の処理年数	発生年度に 全額費用処理	発生年度に 全額費用処理

15. 資産除去債務

2012年及び2013年3月31日終了の連結会計年度における資産除去債務の増減は以下の通りとなっております。

3月31日終了の連結会計年度	百万円		千米ドル
	2012	2013	2013
期首残高	¥12,653	¥13,142	\$139,823
有形固定資産の取得に伴う増加額	434	711	7,565
時の経過による調整額	322	429	4,564
資産除去債務の履行による減少額	(265)	(359)	(3,819)
見積りの変更による増加額(注1)	322	1,997	21,247
その他増加額(減少額)(注2)	(324)	1,475	15,693
期末残高	¥13,142	¥17,395	\$185,073

注1: 2013年3月31日終了の連結会計年度において、主として一部の連結子会社が操業終了時に負担する費用が増加することが明らかになったことから、見積りの変更を行いました。

注2: 「その他増加額(減少額)」の主なもの為替変動による増減額であります。

16. のれん

2012年及び2013年3月31日終了の連結会計年度におけるのれんの計上額、償却額及び残高は以下の通りであります。

3月31日終了の連結会計年度	百万円		千米ドル
	2012	2013	2013
期首残高	¥101,362	¥94,602	\$1,006,511
のれん計上額	—	—	—
のれん償却額	(6,760)	(6,761)	(71,933)
期末残高	¥ 94,602	¥87,841	\$ 934,578

17. リース取引

2013年3月31日終了の連結会計年度におけるオペレーティング・リース取引のうち解約不能のものに係る未経過リース料は以下の通りとなっております。

(a) 借手側

3月31日終了の連結会計年度	百万円	千米ドル
2014年	¥ 2,873	\$ 30,567
2015年以降	7,291	77,572
合計	¥10,164	\$108,139

(b) 貸手側

3月31日終了の連結会計年度	百万円	千米ドル
2014年	¥102	\$1,085
2015年以降	374	3,979
合計	¥476	\$5,064

18. 偶発債務

当社及び連結子会社は2013年3月31日現在、関連会社等の負債26,529百万円(282,253千米ドル)に対し、債務保証を行っております。

なお、イクシスLNGプロジェクトにおける開発費支払いの為替リスク回避を目的としたデリバティブ取引に対する債務保証を行っており、2013年3月31日現在の評価損失は4,873百万円(51,846千米ドル)であります。

また、イクシスLNGプロジェクトファイナンスに関連して、他のプロジェクトパートナーとともに権益比率に応じてプロジェクトの完工までの債務保証を差し入れており、2013年3月31日現在の当社分の保証負担額は128,864百万円(1,371,039千米ドル)であります。

19. セグメント情報等

2012年及び2013年3月31日終了の連結会計年度におけるセグメント情報等

報告セグメントの概要

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

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

報告セグメントごとの売上高、利益又は損失、資産その他の項目の金額の算定方法

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

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

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

2013年3月31日終了の 連結会計年度	百万円							調整額(注1)	連結財務諸表 計上額(注2)
	日本	アジア・ オセアニア	ユーラシア (欧州・NIS諸国)	中東・アフリカ	米州	計			
外部売上高	¥118,937	¥485,275	¥ 85,541	¥520,835	¥ 5,945	¥1,216,533	¥ —	¥1,216,533	
売上高合計	118,937	485,275	85,541	520,835	5,945	1,216,533	—	1,216,533	
セグメント利益(損失)	28,568	281,623	41,752	357,343	(6,089)	703,197	(9,749)	693,448	
セグメント資産	265,467	690,763	526,519	266,649	188,209	1,937,607	1,678,552	3,616,159	
その他の項目									
減価償却費	17,603	17,033	9,066	5,850	1,012	50,564	1,352	51,916	
のれんの償却額	—	—	—	—	(192)	(192)	6,953	6,761	
持分法適用会社への 投資額	1,857	46,818	—	53,243	4,159	106,077	—	106,077	
有形固定資産及び無 形固定資産の増加額	¥ 24,656	¥203,853	¥ 1,024	¥ 20,595	¥108,373	¥ 358,501	¥ 1,486	¥ 359,987	

千米ドル

2013年3月31日終了の 連結会計年度	日本	アジア・ オセアニア	ユーラシア (欧州・NIS諸国)	中東・アフリカ	米州	計	調整額(注1)	連結財務諸表 計上額(注2)
外部売上高	\$1,265,422	\$5,163,049	\$ 910,108	\$5,541,387	\$ 63,251	\$12,943,217	\$ —	\$12,943,217
売上高合計	1,265,422	5,163,049	910,108	5,541,387	63,251	12,943,217	—	12,943,217
セグメント利益(損失)	303,947	2,996,308	444,217	3,801,926	(64,783)	7,481,615	(103,724)	7,377,891
セグメント資産	2,824,418	7,349,324	5,601,862	2,836,993	2,002,437	20,615,034	17,858,836	38,473,870
その他の項目								
減価償却費	187,286	181,221	96,457	62,241	10,767	537,972	14,385	552,357
のれんの償却額	—	—	—	—	(2,043)	(2,043)	73,976	71,933
持分法適用会社への 投資額	19,758	498,117	—	566,475	44,249	1,128,599	—	1,128,599
有形固定資産及び無 形固定資産の増加額	\$ 262,326	\$2,168,879	\$ 10,895	\$ 219,119	\$1,153,027	\$ 3,814,246	\$ 15,810	\$ 3,830,056

注1:調整額は、セグメント間取引消去や各報告セグメントに配分していない収益、費用及び資産が含まれております。

注2:セグメント利益は、連結損益計算書の営業利益と調整しております。

製品及びサービスごとの情報

外部顧客への売上高

3月31日終了の連結会計年度	百万円		千米ドル
	2012	2013	2013
原油	¥ 726,223	¥ 788,135	\$ 8,385,307
天然ガス(LPGを除く)	404,735	370,528	3,942,206
LPG	24,330	27,238	289,797
その他	31,444	30,632	325,907
合計	¥1,186,732	¥1,216,533	\$12,943,217

地域ごとの情報

売上高

3月31日終了の連結会計年度	百万円		千米ドル
	2012	2013	2013
日本	¥ 591,215	¥ 634,788	\$ 6,753,782
アジア・オセアニア(シンガポールを除く)	420,184	421,505	4,484,573
シンガポール	135,759	142,748	1,518,757
その他	39,574	17,492	186,105
合計	¥1,186,732	¥1,216,533	\$12,943,217

有形固定資産

3月31日現在	百万円		千米ドル
	2012	2013	2013
日本	¥229,889	¥235,674	\$2,507,437
オーストラリア	77,981	227,358	2,418,959
その他	75,828	121,509	1,292,787
合計	¥383,698	¥584,541	\$6,219,183

主要な顧客ごとの情報

主要な顧客への売上高

3月31日終了の連結会計年度	百万円		千米ドル	
	2012	2013	2013	セグメント
プルタミナ	¥245,942	¥206,282	\$2,194,723	アジア・オセアニア
出光興産(株)	¥103,631	¥132,908	\$1,414,065	中東・アフリカ

20. 関連当事者との取引

2012年3月31日終了の連結会計年度における関連当事者との取引は以下の通りであります。

関連会社との取引

会社の名称	所在地	資本金	事業の内容	議決権等の 所有割合	関連当事者 との関係	取引の内容	取引金額
							百万円
Ichthys LNG Pty Ltd	オーストラリア連邦 西オーストラリア州	482,700 千米ドル	オーストラリア連邦 西オーストラリア州 沖合WA-37-R	間接 76.00%	役員の兼任、 出資	現物出資 承継資産 合計	¥34,752
			鉞区における 石油・天然ガスの パイプラインを通じた 輸送事業及び 液化・販売事業(注2)			承継負債 合計	478
						金銭の貸付 (注1)	¥38,062

注1: 金銭の貸付については、貸付利率は市場金利を勘案して合理的に決定しております。

注2: 生産ライセンスの取得により、本鉞区の登録がWA-50-Lに変更となります。

2013年3月31日終了の連結会計年度における関連当事者との取引は以下の通りであります。

関連会社との取引

会社の名称	所在地	資本金	事業の内容	議決権等の 所有割合	関連当事者 との関係	取引の内容	取引金額		科目	期末残高	
							百万円	千米ドル		百万円	千米ドル
Ichthys LNG Pty Ltd	オースト ラリア連 邦西オー ストラ リア州	482,700 千米ドル	オーストラリア 連邦西オー ストラリア州沖合 WA-50-L鉞区 における石油・ 天然ガスのパイ プラインを通じ た輸送事業及び 液化・販売事業	間接 66.07%	役員の 兼任、 出資	金銭の貸付 (注1)	¥141,153	\$1,501,787	短期 貸付金	¥58,700	\$624,535
						貸付金の回収 (注1)	119,139	1,267,571			
						債務保証	128,864	1,371,039			
Angola Block 14 B.V.	オランダ 王国 ハーグ市	18 千ユーロ	アンゴラ共和 国海上ブロック 14鉞区におけ る石油の探鉞・ 開発・生産・販 売事業	間接 49.99%	出資	増資の引受	¥ 37,621	\$ 400,266	—	¥ —	\$ —

注1: 金銭の貸付については、貸付利率は市場金利を勘案して合理的に決定しております。

親会社または重要な関連会社に関する注記

2013年3月31日終了の連結会計年度において、重要な関連会社はIchthys LNG Pty Ltdであり、その要約財務情報は以下の通りであります。

	百万円	千米ドル
流動資産合計	¥ 47,429	\$ 504,618
固定資産合計	550,378	5,855,708
流動負債合計	227,942	2,425,173
固定負債合計	336,847	3,583,860
純資産合計	33,019	351,303
売上高	—	—
税引前当期純損失	1,511	16,076
当期純損失	¥ 694	\$ 7,384

注: Ichthys LNG Pty Ltdは、重要性が増したため、2013年3月31日終了の連結会計年度から重要な関連会社としております。

21. 後発事象

株式の分割、単元株制度の採用

当社は、2013年5月10日開催の取締役会、2013年6月25日開催の第7回定時株主総会及び必要な種類株主総会において、普通株式の株式分割の実施及び普通株式と甲種類株式について単元株制度を採用することについて決議いたしました。

(a) 株式分割及び単元株制度の採用の目的

当社は、東京証券取引所市場第一部上場企業の投資単位として一般的な価格帯を意識し、当社株式の投資単位の引き下げにより、個人投資家をはじめとする幅広い投資家層が当社株式により一層投資しやすい環境を整えることで、投資家層の拡大を図ることを目的として、普通株式1株につき400株の割合をもって株式分割を行うことといたしました。

また、全国証券取引所の「売買単位の集約に向けた行動計画」において示されている内容を踏まえ、普通株式の単元株式数を100株とする単元株制度を採用いたします。これらの取り組みにより、当社株式の投資単位あたりの金額は、株式分割及び単元株制度採用前の4分の1となります。

なお、甲種類株式(非上場)につきましては、株式の分割を実施せず、単元株式数を1株といたします。

(b) 株式の分割の概要

(分割の方法)

2013年9月30日(月)を基準日として、同日最終の株主名簿に記載又は記録された株主の所有する普通株式を、1株につき400株の割合をもって分割いたします。

(分割により増加する株式数)

株式分割前の発行済株式総数	
普通株式	3,655,809株
甲種類株式	1株
合計	3,655,810株
今回の分割により増加する株式数	
普通株式	1,458,667,791株
株式分割後の発行済株式総数	
普通株式	1,462,323,600株
甲種類株式	1株
合計	1,462,323,601株
株式分割後の発行可能株式総数	
普通株式	3,600,000,000株
甲種類株式	1株
合計	3,600,000,001株

(分割の日程)

基準日公告日	2013年9月13日(金)
基準日	2013年9月30日(月)
効力発生日	2013年10月1日(火)

(c) 単元株制度の採用

(新設する単元株式の数)

「(b) 株式の分割の概要」の効力発生日をもって単元株制度を採用し、普通株式の単元株式数を100株、甲種類株式の単元株式数を1株とします。

(新設の日程)

効力発生日 2013年10月1日(火)

(参考)2013年9月26日(木)をもって、東京証券取引所における当社株式の売買単位は1株から100株に変更されます。

(d) その他

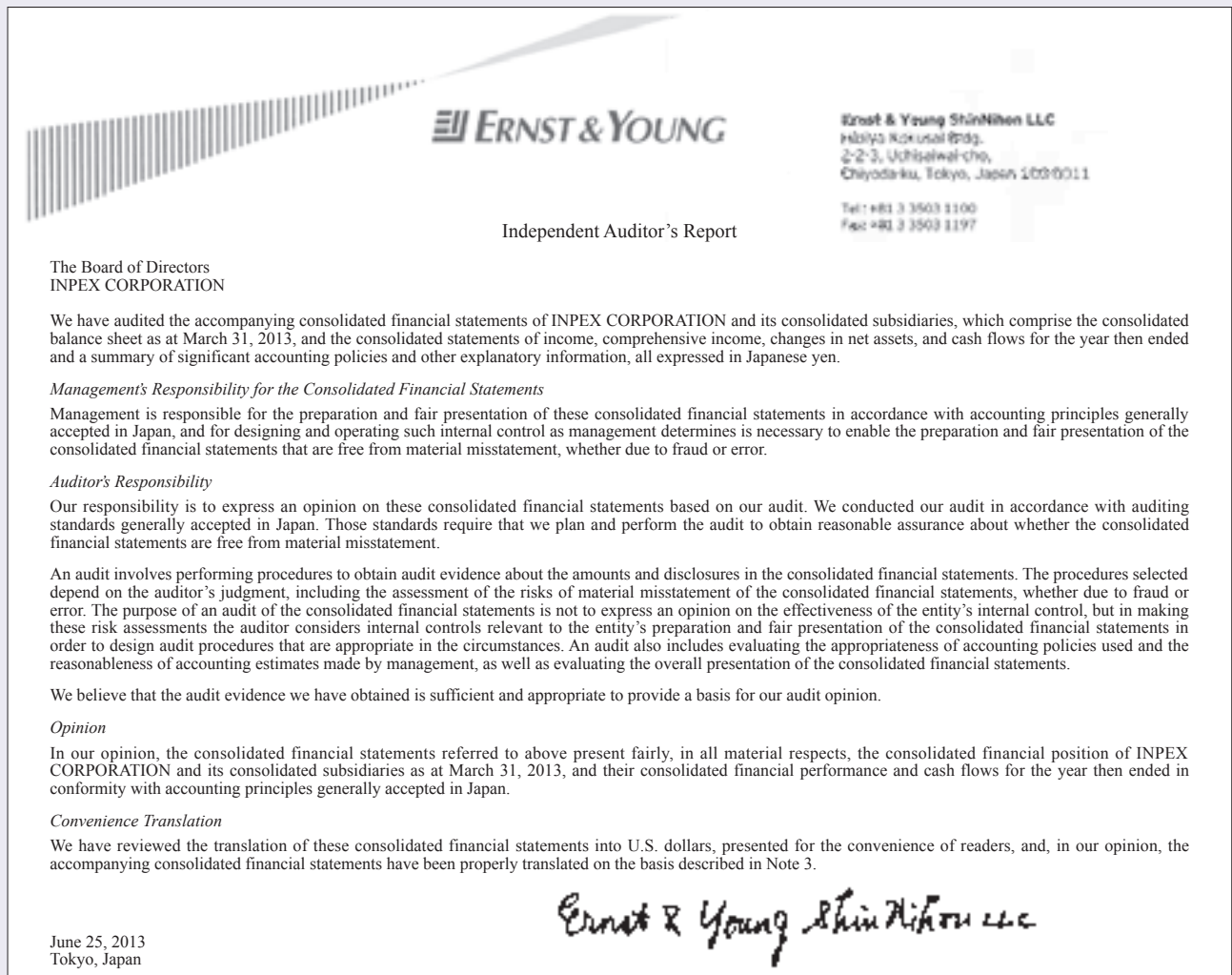
当該株式分割が2011年4月1日に行われたと仮定した場合の1株当たり情報はそれぞれ以下の通りとなります。

3月31日終了の連結会計年度	円		米ドル
	2012	2013	2013
純資産	¥1,492.27	¥1,699.10	\$18.08
当期純利益	¥ 132.84	¥ 125.29	\$ 1.33

注：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おりません。

独立監査人の監査報告書

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



我々は、添付の国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社の連結財務諸表、すなわち、2013年3月31日現在の円表示の連結貸借対照表及び2013年3月31日をもって終了した年度の円表示の連結損益計算書、連結包括利益計算書、連結株主資本等変動計算書、連結キャッシュ・フロー計算書、連結財務諸表作成のための基本となる重要な事項、その他の説明情報について監査を行った。

連結財務諸表に対する経営者の責任

経営者の責任は、我が国において一般に公正妥当と認められる企業会計の基準に準拠して連結財務諸表を作成し適正に表示すること、及び、不正又は誤謬による重要な虚偽表示のない連結財務諸表を作成し適正に表示するために経営者が必要と判断した内部統制を整備及び運用することにある。

監査人の責任

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

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

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

監査意見

我々は、上記の連結財務諸表が、我が国において一般に公正妥当と認められる企業会計の基準に準拠して、国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社の2013年3月31日現在の財政状態並びに同日をもって終了する連結会計年度の経営成績及びキャッシュ・フローの状況をすべての重要な点において適正に表示しているものと認める。

便宜的換算

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

新日本有限責任監査法人
2013年6月25日

連結子会社および関連会社

2013年3月31日現在

連結子会社

会社名	資本金(百万円)*	議決権の所有	主要な事業の内容
ナトゥナ石油(株)	5,000	100.00%	インドネシア共和国南ナトゥナ海B鉱区における石油・天然ガスの探鉱・開発・生産・販売
サウル石油(株)	4,600	100.00%	オーストラリア連邦/東チモール共同石油開発地域JPDA03-12鉱区及びバユ・ウンダンガスコンデンセート田における石油・天然ガスの探鉱・開発・生産・販売
アルファ石油(株)	8,014	100.00%	オーストラリア連邦WA-35-L鉱区ほかにおける石油・天然ガスの探鉱・開発・生産・販売
インベックスステンガ(株)	1,020	100.00%	インドネシア共和国東カリマンタン・マハカム沖海域テンガ鉱区における石油・天然ガスの探鉱・開発・生産・販売
インベックス西豪州ブラウズ石油(株)	305,690	100.00%	オーストラリア連邦WA-285-P鉱区ほかにおける石油・天然ガスの探鉱・開発
INPEX Ichthys Pty Ltd	802,688 (千米ドル)	100.00%	オーストラリア連邦イクシスガス・コンデンセート田(WA-50-L鉱区)における石油・天然ガスの探鉱・開発
インベックスマセラアラフラ海石油(株)	33,348	51.93%	インドネシア共和国アラフラ海マセラ鉱区における石油・天然ガスの探鉱・開発
インベックス北マハカム沖石油(株)	3,875	100.00%	インドネシア共和国東カリマンタン沖イーストカリマンタン鉱区における石油・天然ガスの探鉱
インベックス南マカッサル石油(株)	1,097	100.00%	インドネシア共和国南マカッサル海域セブク鉱区における石油・天然ガスの探鉱・開発
インベックスチモールシー(株)	6,712	100.00%	オーストラリア連邦/東チモール共同石油開発地域JPDA06-105鉱区における石油・天然ガスの探鉱・開発・生産・販売
INPEX Oil & Gas Australia Pty Ltd	400,000 (千米ドル)	100.00%	オーストラリア連邦プレリユードガス田ほか(WA-44-L鉱区)における石油・天然ガスの探鉱・開発
インベックスババルスラル石油(株)	1,107	51.02%	インドネシア共和国東部海域ババルスラル鉱区における石油・天然ガスの探鉱
インベックス北西サバ沖石油(株)	2,045	100.00%	マレーシア サバ沖深海S鉱区における石油・天然ガスの探鉱
インベックス南西カスピ海石油(株)	53,594	51.00%	アゼルバイジャン共和国ACG油田における石油の探鉱・開発・生産・販売
インベックス北カスピ海石油(株)	50,680	45.00%	カザフスタン共和国北カスピ海沖合鉱区における石油の探鉱・開発
ジャパン石油開発(株)	18,800	100.00%	アラブ首長国連邦アブダビ沖合ADMA鉱区における石油の探鉱・開発・生産・販売
インベックスエーピーケー石油(株)	2,500	100.00%	アラブ首長国連邦アブダビ沖合アブアルブクーシュ鉱区における石油の探鉱・開発・生産・販売
帝石コンゴ石油(株)	10	100.00%	コンゴ民主共和国沖合における石油の探鉱・開発・生産・販売
帝石エル・オアール石油(株)	708	100.00%	アルジェリア民主人民共和国エル・オアールI/II鉱区における石油・天然ガスの探鉱・開発
INPEX Angola Block14 Ltd.	475,600 (千米ドル)	100.00%	アンゴラ共和国海上ブロック14鉱区における石油の探鉱・開発・生産・販売への出資事業
ベネズエラ石油(株)	100	100.00%	ベネズエラ・ポリバル共和国コバ・マコヤ鉱区及びグアリコオリエンタル鉱区における石油・天然ガスの探鉱・開発・生産・販売への事業資金供給等
Teikoku Oil(North America) Co., Ltd.	18,253 (千米ドル)	100.00%	アメリカ合衆国における石油資源の探鉱・開発・生産・販売
インベックスカナダ石油(株)	19,645	100.00%	カナダにおけるオイルサンドを含む石油資源の探鉱・開発

会社名	資本金(百万円)*	議決権の所有	主要な事業の内容
帝石スリナム石油(株)	7,257	56.78%	スリナム共和国海上のブロック31鉱区における石油の探鉱
INPEX Gas British Columbia Ltd.	1,043,488 (千カナダドル)	45.09%	カナダブリティッシュコロンビア州ホーンリバー・コルドバ・リアード地域シェールガス鉱区における天然ガスの探鉱・開発・生産・販売
帝石パイプライン(株)	100	100.00%	当社委託による天然ガスの輸送及びパイプラインの保守、管理
INPEX DLNGPL Pty Ltd	86,135 (千豪ドル)	100.00%	パユ・ウンダンガスコンデンセート田からオーストラリア連邦ダーウィンLNGプラントまでの海底ガスパイプライン敷設運営事業及びLNGプラントの建設運営事業を行うDarwin LNG社への出資事業
INPEX BTC Pipeline, Ltd.	63,800 (千米ドル)	100.00%	アゼルバイジャン共和国バクー・グルジア トビリシ・トルコ共和国ジェイハンを結ぶオイルパイプラインの建設・運営事業への出資事業
インベックストレージ(株)	50	100.00%	原油の販売及び原油販売代理・仲介・斡旋並びに石油及び天然ガスの市場調査及び販売企画
埼玉ガス(株)	60	62.67%	都市ガスの供給
その他31社			

持分法適用関連会社

会社名	資本金(百万円)*	議決権の所有	主要な事業の内容
MI Berau B.V.	656,279 (千ユーロ)	44.00%	インドネシア共和国西パプア州ベラウ鉱区及びタンゲーLNGプロジェクトにおける天然ガスの探鉱・開発・生産・販売
Ichthys LNG Pty Ltd	482,700 (千米ドル)	66.07%	オーストラリア連邦イクシスガス・コンデンセート田からダーウィンの陸上LNGプラントまでの海底パイプラインの敷設及びLNGプラントの建設事業
アンゴラ石油(株)	8,000	19.60%	アンゴラ共和国海上3/05鉱区における石油の開発・生産・販売
インベックス北カンボス沖石油(株)	6,852	37.50%	ブラジル連邦共和国北カンボス沖合フラージ鉱区における石油・天然ガスの探鉱・開発・生産・販売への事業資金供給等
Angola Block 14 B.V.	18 (千ユーロ)	49.99%	アンゴラ共和国海上ブロック14鉱区における石油の探鉱・開発・生産・販売
その他10社			

持分法適用関連会社の子会社

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

*単位未満を切り捨てて表示しています。

事業等のリスク

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

また、本項の記載中、将来に関する事項については、別途記載する場合を除いて2013年6月26日時点での当社グループの判断であり、当該時点以後の社会経済情勢等の諸状況により変更されることがあります。

1. 石油・天然ガス開発事業の特徴及びリスクについて

(1) 探鉱・開発・生産に成功しないリスク

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

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

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

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

(2) 原油、コンデンセート、LPG及び天然ガスの埋蔵量

① 確認埋蔵量(proved reserves)

当社は、当社グループの主要な確認埋蔵量(proved reserves)のうち、今後の開発投資が巨額であり、将来の業績への影響が大きいと考えられるプロジェクトについて、米国の独立石油エンジニアリング会社であるDeGolyer and MacNaughtonに評価を依頼し、そ

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

当社グループ（持分法関連会社分を含む）の原油、コンデンセート、LPG及び天然ガスの確認埋蔵量については「P.140 石油・天然ガスの埋蔵量および生産量について」をご参照下さい。

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

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

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

当社グループ(持分法関連会社分を含む)の原油、コンデンサート、LPG及び天然ガスの推定埋蔵量及び予想埋蔵量は、「P.140 石油・天然ガスの埋蔵量および生産量について」をご参照下さい。

③ 埋蔵量の変動の可能性

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

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

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

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

(4) オペレーターシップ

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

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

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

オペレーターとしてのプロジェクト推進は、技術力の向上や、産油国・業界におけるプレゼンスの向上等を通じて鉱区権益取得機会の拡大に寄与することになる一方で、オペレーションに関する各種専門能力を有する人材確保上の制約、資金面での負担増大等のリスクが存在しており、これらのリスクに的確に対応できない場合には、当社グループの業績に影響を及ぼす可能性があります。

(5) 共同事業

石油・天然ガス開発事業では、前述の通り、リスク及び資金負担の分

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

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

(6) 災害・事故等のリスク

石油・天然ガス開発事業には、探鉱、開発、生産、輸送等の各段階において操業上の事故や災害等が発生するリスクがあります。このような事故や災害等が生じた場合には、保険により損失補填される場合を除き設備の損傷によるコストが生じ、更には、人命にかかわる重大な事故又は災害等となる危険性があり、その復旧に要する費用負担や操業が停止することによる機会損失等が生じることがあります。国内天然ガス事業においては、2010年1月以降、輸入LNG気化ガスを原料ガスとして購入しており、更に2013年9月以降、直江津LNG受入基地において輸入LNGを原料ガスとして購入しますが、当該輸入LNG気化ガス・輸入LNGの購入先及び直江津LNG受入基地における事故、トラブルなどにより輸入LNG原料ガスの調達ができない場合には、当社顧客への供給に支障をきたすなど、当社の国内天然ガス事業に悪影響を及ぼす可能性があります。

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

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

ることによって、将来の事業活動に悪影響を及ぼす可能性があります。

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

さらにシェブロン社は2012年3月に、2011年11月の油のしみ出しとは別の場所からの小規模な新たな油のしみ出しを確認したため、すぐに油漏れを封じる措置を講じており、シェブロン社によれば2012年3月に確認された油のしみ出しによる油の漏洩量は約1バレルに過ぎないとのことです。またシェブロン社及びFJPL社を含むパートナー各社は、フラージ鉱区の生産を一時停止する申請を行い、2012年3月16日より生産を停止しておりましたが、ブラジル当局からの承認を経て、2013年4月30日より生産を再開しております。

2011年11月及び2012年3月の油のしみ出しに関連して、それぞれブラジル当局などからオペレーターのシェブロン社などに対し損害賠償、操業の停止等を求める複数の訴訟提起その他通知等が行われており、最終的な結果がどうなるかは不明であるものの、そのうち一部についてはブラジル当局との間で具体的な解決に向けた調整が進んでおります。他方引き続き係争中のものの1つとしてブラジル連邦検察当局から、シェブロン社などに対し2011年11月及び2012年3月の事故についてそれぞれ200億リアル（約8,000億円。1リアル≒40円。）の損害賠償を求める訴訟が提起されておりますが、シェブロン社はこれらの損害賠償の請求には根拠が認められないという趣旨の見解を公表しております。FJPL社を含む当社グループはこれらのいずれの訴訟等についても直接の当事者とはなっておりませんが、これらの訴訟等の結果としてシェブロン社が賠償金、和解金その他の金銭的負担をすることになった場合には、フラージ鉱区における共同操業協定に基づきFJPL社が権益保有分の負担を求められる可能性があります。また、ブラジル連邦検察当局が提起した操業の停止の訴えについては裁判所において訴えの一部が認められておりましたが、シェブロン社が操業の停止の判断に対する反論書を裁判所に対して提出し、裁判所により操業停止の訴えは棄却され

ております。かかる裁判所の判断に対してブラジル連邦検察当局は上訴をしており、かかる訴えが最終的に認められた場合には、操業の停止による損失等が発生する可能性があります。現時点で当該事故についての関係者間の責任の範囲は明らかになっておらず当社グループ業績への最終的な影響額は現時点では未確定です。なお、今回の事故に関連して、FJPL社を含む当社グループを直接の当事

者とする訴訟は本書提出日現在確認しておりませんが、今後、ブラジル政府機関や私人その他から当社グループに対して民事上、刑事上又は行政上の手続を含む法的手続がとられた場合には、当社グループに損失が生じたり、当社グループのブラジルにおける事業活動等が影響を受けたりする可能性があります。

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

(1) 油価、天然ガス価格の変動が業績に与える影響

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

- ① 海外事業における大部分の天然ガスの販売価格は、油価に連動していますが正比例していません。
- ② 売上・利益は売上計上時の油価・天然ガス価格を基に決定されているため、実際の取引価格と期中の平均油価は必ずしも一致しません。

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

(2) 外国為替の変動が与える業績への影響

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

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

(3) 金利の変動が与える業績への影響

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

3. 海外における事業活動とカントリーリスクについて

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

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

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

4. 特定地域及び鉱区への依存度について

(1) 生産量

当社グループは、インドネシア共和国マハカム沖鉱区、アラブ首長国連邦のADMA鉱区、国内の南長岡ガス田等において安定的な原油・天然ガスの生産を行っています。当社グループにおいては、経営統合を通じて、事業地域を国内及びインドネシア、オーストラリアを中心とするアジア・オセアニア地域、中東・アフリカ地域、カスピ海沿岸地域を含むユーラシア、米州などに幅広く分散し、よりバランスのとれたポートフォリオが構築されましたが、2013年3月期における当社グループの生産量の地域別構成比率はアジア・オセアニア地域の比率が約44%、中東・アフリカ地域が約39%と太宗を占めています。

当社グループは、今後ともグローバルに更なる地域バランスのとれたポートフォリオの形成を目指していく方針ですが、現状では当社グループの生産量は、特定地域及び鉱区への依存度が高いため、これらの鉱区において操業が困難になる等の問題が生じた場合には、当社グループの業績に影響を及ぼす可能性があります。

(2) 主要事業地域における契約期限等

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

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

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

5. 生産分与契約について

(1) 生産分与契約の内容

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

生産分与契約は、一社又は複数の石油・天然ガス開発会社がコントラクターとして、産油国政府や国営石油会社から探鉱・開発のための作業を自身のコスト負担で請負い、コストの回収分及び報酬を生産物で受け取ることを内容とする契約です。すなわち、探鉱・開発作業の結果、石油・天然ガスの生産に至った場合、コントラクターは負担した探鉱・開発コストを生産物の一部より回収し、さらに残余の生産物（原油・ガス）については、一定の配分比率に応じて産油国又は国営石油会社とコントラクターの間で配分します（このコスト回収後の生産物のコントラクターの取り分を「利益原油・ガス」と呼びます。なお、天然ガスの場合は販売がインドネシア共和国側で行われ

ることから、コストの回収分及び利益ガスを現金で受け取ります。）。これに対して、探鉱作業の失敗や生産量の減少等により期待した生産を実現することができない場合には、コントラクターは投下した資金の全部又は一部を回収できないこととなります。

(2) 生産分与契約の会計処理

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

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

除します。

当該生産分と契約に基づき引き取る生産物は、作業費の回収部分と報酬部分に分けられるため、売上原価計算の方法にも特徴があります。すなわち、引き取った生産物の金額は一旦生産物引取原価

として売上原価に計上し、そのうち事後的に算定される報酬部分である生産物の金額を売上原価の調整項目(無償配分生産物)に計上します。従って、売上原価には、報酬部分控除後の作業費回収部分のみが計上されることとなります。

6. 国との関係について

(1) 当社と国との関係

2013年6月26日現在当社の発行済普通株式の約18.94%及び甲種類株式は経済産業大臣が保有していますが、当社の経営判断は民間企業として自主的に行っており、国との間で役員派遣等による支配関係ありません。また、今後もそのような関係が生じることはないものと考えています。さらに国との間での当社の役員の兼任及び国の職員の当社への出向もありません。

(2) 経済産業大臣による当社株式の所有、売却

経済産業大臣は、現在当社の発行済普通株式数の約18.94%の株式を保有しています。同株式は2005年4月1日付で解散した石油公団が保有していたものを、同公団の解散に伴い経済産業大臣が承継したものです。2005年4月1日付で解散した石油公団が保有していた石油資源開発関連資産の整理・処分については、経済産業大臣の諮問機関である総合資源エネルギー調査会の石油分科会開発部会「石油公団資産評価・整理検討小委員会」により、「石油公団が

保有する開発関連資産の処理に関する方針」(以下、「答申」といいます。))が2003年3月18日に発表されています。答申においては企業価値の成長を念頭に置きながら、適切なタイミングで市場を通じて株式を売却することが肝要とされています。また、2011年12月2日に施行された「東日本大震災からの復興のための施策を実施するために必要な財源の確保に関する特別措置法」(以下、「復興財源確保法」といいます。))の附則第13条第1項第2号の規定においては、エネルギー政策の観点から踏まえつつ、その保有の在り方を見直すことによる処分の可能性について検討するとされています。このため、今後経済産業大臣は国内外で当社株式を売却する可能性があり、そのことが当社の株式の市場価格に影響を及ぼす可能性があります。

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

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

(1) 石油公団が保有していた当社グループのプロジェクト会社の株式の取扱い

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

その結果、答申において提言された石油公団保有株式の譲受け等による統合に関して、2004年2月5日付で「石油公団保有資産の国際石油開発株式会社への統合に関する基本合意書」(以下、「統合基本合意書」といいます。))及び統合基本合意書に附属する覚書(以下、「覚書」といいます。))を締結し、2004年3月29日付で、国際

石油開発と石油公団は統合の対象となる会社、統合比率等に関する詳細について合意に達し、「石油公団保有資産の国際石油開発株式会社への統合に関する基本契約」ほか関連契約を締結しました。

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

2004年2月5日付の覚書においては、サハリン石油ガス開発株式会社(以下、「サハリン石油ガス開発」といいます。)、インベックス北カンボス沖石油株式会社、インベックス北マカッサル石油株式会社(2008年12月19日に清算終了)、インベックスマセラアラフラ海石油株式会社、インベックス北カスピ海石油株式会社についての取扱いが国際石油開発と石油公団の間で合意されています。サハリン石油ガス開発の株式の取扱いについては、後記「(2) 政府が保有するサハリン石油ガス開発の株式の取扱いについて」をご参照ください。サハリン石油ガス開発以外の上記各社の石油公団保有株式の国際石油開発への譲渡については、産出国や共同事業者の同意が得られること、適切な資産評価が可能となること等の前提条件が整い次第、現金を対価として譲渡することとなっておりますが、2005年4月1日付の石油公団の解散に伴い、上記各社の石油公団保有株式は、経済産業大臣に承継されたインベックス北マカッサル石油株式会社に係る株式を除き、独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構(以下、「資源機構」といいます。)に承継されています。資源機構は、同機構の中期目標、中期計画において、石油公団から承継した株式については、適切な時期に適切な方法を選択して処分することとしていますが、上記各社の資源機構保有株式の譲渡の時期、方法は未定となっております。今後、当社による上記各社の株式の取得が実現しない可能性もあります。

(2) 政府が保有するサハリン石油ガス開発の株式の取扱い

経済産業大臣はサハリン石油ガス開発の普通株式の50%を保有しています。サハリン石油ガス開発は、サハリン島北東沖大陸棚における石油及び天然ガス探鉱開発事業を遂行するために1995年に設立された会社であり、同社は米国エクソンモービル社をオペレー

ターとするサハリンプロジェクトの30.0%の権益を有しています。同プロジェクトは、原油及び天然ガスの先行生産を目的とした第一次開発(フェーズ1)として、2005年10月より生産を開始しています。さらに、天然ガス本格生産のための追加開発作業(フェーズ2)を行う構想があります。なお、当社は同社発行済み普通株式の約5.74%を保有しています。

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

同答申を踏まえ、経済産業大臣が石油公団より承継したサハリン石油ガス開発の発行済み普通株式(50.0%)のすべてを国際石油開発を含む同社の民間株主が取得することとされており、当社が、同社の発行済み普通株式の最大33%を保有し、同社の筆頭株主になることを想定しています。ただし、当該株式の取得にあたっては、同社の共同事業者やロシア政府機関等の承諾が必要となる場合には、これらの承諾が得られることが前提となります。加えて、同社の株主構成や譲渡価格等についても、今後、合意に至る必要があります。

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

ただし、想定どおり経済産業大臣と同社株式の追加取得について合意に至り追加取得が実現するか否か、また、追加取得が実現する場合でも具体的な取得内容及び取得時期については現時点ではいずれも未定であることに加え、「復興財源確保法」の規定による検討の結果如何では、当社による同社株式の追加取得が実現しない可能性もあります。

8. 甲種類株式について

(1) 種類株式の概要

① 導入の経緯

当社は、国際石油開発と帝国石油の株式移転による経営統合により、2006年4月3日付で持株会社として設立されていますが、これに伴い、国際石油開発が発行し、経済産業大臣が保有していた種類株式が当社に移転され、同時に当社が同等の内容の当社種類株式(以下、「甲種類株式」といいます。)を経済産業大臣に対し交付しています。もともと、国際石油開発において発行された種類株式は、前記「7. 政府及び独立行政法人が保有する当社グループのプロジェクト会社の株式の取扱いについて」において記述した答申において、国際石油開発が中核的企業を構成すべきものと位置づけられ、ナショナル・フラッグ・カンパニーとして我が国向けエネルギーの安定供給の効率的実現の一翼を担うことが期待され、かかる観点から、

同答申を受け、外資による同社の経営支配等の可能性を排除しつつ、経営の効率性・柔軟性を不当に阻害しないよう透明性が高く必要最小限の措置として発行されたものです。当社は、同答申の考え方を踏まえつつ、甲種類株式が当社にとっても投機目的による敵対的買収や乗っ取り等の危険を防止する手段として有効なものと考えられることからこれを発行したものです。

② 株主総会議決権、剰余金の配当、残余財産分配、償還

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

③ 定款上の拒否権

当社経営上の一定の重要事項（取締役の選解任、重要な資産の処分、定款変更、統合、資本の減少及び解散）の決定については、当社株主総会又は取締役会の決議に加え、甲種類株式に係る甲種類株主総会の承認決議を要する旨、当社定款に定められています。従って、甲種類株式を保有する経済産業大臣は、甲種類株主としてこれら一定の重要事項につき拒否権を有することとなります。

④ ガイドラインに定める拒否権の行使の基準

かかる拒否権の行使については2008年経済産業省告示第220号（以下、「告示」といいます。）においてガイドラインが設けられており、以下の一定の場合にのみ拒否権を行使するものとされています。

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

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

(2) 甲種類株式のリスク

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

① 国策上の観点と当社及び一般株主の利益相反の可能性

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

② 拒否権の行使が普通株式の価格に与える影響

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

③ 当社の経営の自由度や経営判断への影響

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

9. 兼任社外取締役について

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

社外取締役5名のうち4名は、当社の事業分野に関して長年の知識、経験を有する経営者等であり、当社としては、専門的、客観的立場から当社の事業運営に意見を述べ、当社事業の発展に寄与することを期して、取締役を委嘱しています。

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

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

このため、当社では、当社取締役が会社法上の競業禁止義務、利益相反取引への適切な対処や情報漏洩防止等に関して、常に高い意識をもって経営にあたり、当社取締役としての職務を的確に遂行していくことの重要性に鑑み、上記4名の社外取締役を含む全取締役から、これらの点を確認する「誓約書」を受領しています。

石油・天然ガスの埋蔵量および生産量について

1. 石油及び天然ガスの埋蔵量

確認埋蔵量

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

2013年3月31日現在の当社グループの原油、コンデンセート及びLPGの確認埋蔵量は9億2,938万バレル、天然ガスの確認埋蔵量は6兆7,685億立方フィート、合計で21億8,843万バレル(原油換算)となっています。

	日本		アジア・オセアニア		ユーラシア (欧州・NIS)		中東・アフリカ		米州		合計	
	原油 (MMbbls)	ガス (Bcf)	原油 (MMbbls)	ガス (Bcf)	原油 (MMbbls)	ガス (Bcf)	原油 (MMbbls)	ガス (Bcf)	原油 (MMbbls)	ガス (Bcf)	原油 (MMbbls)	ガス (Bcf)
確認埋蔵量												
連結対象会社分												
2011年3月31日現在	15	611	85	1,208	210	—	404	—	0	162	715	1,980
拡張及び発見	—	—	190	5,364	—	—	—	—	—	—	190	5,364
買収及び売却	—	—	—	—	—	—	(2)	—	—	—	(2)	—
前年度分調整	2	87	2	181	(13)	—	1	—	0	59	(7)	327
期中生産量	(1)	(47)	(23)	(243)	(9)	—	(31)	—	(0)	(26)	(64)	(316)
2012年3月31日現在	16	651	255	6,509	188	—	371	—	0	195	831	7,354
持分法適用関連会社分												
2011年3月31日現在	—	—	2	470	—	—	179	—	3	0	184	471
拡張及び発見	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
買収及び売却	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
前年度分調整	—	—	1	(9)	—	—	(7)	—	(0)	0	(6)	(9)
期中生産量	—	—	(0)	(22)	—	—	(26)	—	(2)	(0)	(27)	(23)
2012年3月31日現在	—	—	2	439	—	—	147	—	1	0	150	439
確認埋蔵量												
2012年3月31日現在	16	651	257	6,947	188	—	518	—	1	195	981	7,793
連結対象会社分												
2012年3月31日現在	16	651	255	6,509	188	—	371	—	0	195	831	7,354
拡張及び発見	—	—	—	—	—	—	—	—	—	63	—	63
買収及び売却	—	—	(24)	(698)	—	—	—	—	9	7	(15)	(691)
前年度分調整	0	7	(1)	(92)	4	42	23	—	(0)	55	26	12
期中生産量	(1)	(49)	(21)	(212)	(9)	—	(31)	—	(0)	(24)	(63)	(284)
2013年3月31日現在	15	609	208	5,507	183	42	363	—	9	296	779	6,454
持分法適用関連会社分												
2012年3月31日現在	—	—	2	439	—	—	147	—	1	0	150	439
拡張及び発見	—	—	0	11	—	—	—	—	—	—	0	11
買収及び売却	—	—	—	—	—	—	10	—	—	—	10	—
前年度分調整	—	—	0	(116)	—	—	12	—	5	0	17	(116)
期中生産量	—	—	(0)	(19)	—	—	(27)	—	—	—	(27)	(19)
2013年3月31日現在	—	—	3	314	—	—	142	—	6	0	151	315
確認埋蔵量												
2013年3月31日現在	15	609	211	5,821	183	42	505	—	15	297	929	6,768
確認開発埋蔵量												
連結対象会社分												
2013年3月31日現在	15	609	32	604	36	—	306	—	—	162	390	1,375
持分法適用関連会社分												
2013年3月31日現在	—	—	3	267	—	—	126	—	6	0	135	267
確認未開発埋蔵量												
連結対象会社分												
2013年3月31日現在	—	—	176	4,904	147	42	57	—	9	134	389	5,079
持分法適用関連会社分												
2013年3月31日現在	—	—	(0)	47	—	—	16	—	—	—	16	47

(注) 1 当社は SEC 開示基準に基づき、当社確認埋蔵量の 15% 以上を占める国における当社の確認埋蔵量を開示しています。2013 年 3 月 31 日時点、当社がオーストラリアに保有する確認埋蔵量は、原油が約 1 億 7,050 万バレル、天然ガスが約 4 兆 6,414 億立方フィート、合計で約 10 億 3,561 万バレル (原油換算) となっています。
 2 以下の鉱区及び油田の確認埋蔵量(2013年3月31日現在)には、少数株主に帰属する数量が含まれています。
 ユーラシア ACG油田(49%)、カジャガン油田(55%)、米州 コバ・マコヤ鉱区(30%)、ホーンリバー地域(54.91%)
 3 MMbbls: 百万バレル
 4 Bcf: 十億立方フィート
 5 原油には、コンデンセート及びLPGを含みます。

確認埋蔵量に関する標準化された測定方法による将来の純キャッシュ・フローの割引現在価値及び2013年3月期における変動

確認埋蔵量に関する標準化された測定方法による将来の純キャッシュ・フローの割引現在価値及び2013年3月期における変動についての開示内容は米国財務会計基準審議会が定める規則に従っており、会計基準編纂書 932「採取活動-石油及びガス」に準拠しています。

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

算定されています。また、年間割引率は10%を使用しています。

2012年3月31日及び2013年3月31日現在の為替レートはそれぞれ期末公示仲値の1米ドル82.14円、93.99円を使用しています。

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

2012年3月31日現在	百万円					
	合計	日本	アジア・オセアニア	ユーラシア (欧州・NIS)	中東・アフリカ	米州
連結対象会社分						
将来キャッシュ・インフロー	¥12,233,012	¥ 841,649	¥ 6,370,993	¥1,585,214	¥ 3,399,632	¥ 35,524
将来の産出原価及び開発費	(3,931,090)	(161,211)	(2,427,986)	(378,658)	(940,940)	(22,295)
将来の法人税	(4,804,117)	(242,127)	(1,921,324)	(267,983)	(2,370,085)	(2,597)
割引前の将来純キャッシュ・フロー	3,497,805	438,311	2,021,683	938,573	88,606	10,632
年間割引率10%	(2,253,957)	(219,401)	(1,445,374)	(538,165)	(47,863)	(3,153)
標準化された測定方法による将来の純キャッシュ・フローの割引現在価値	1,243,848	218,910	576,308	400,408	40,743	7,478
持分法適用関連会社分						
将来キャッシュ・インフロー	1,495,119	—	105,683	—	1,379,368	10,069
将来の産出原価及び開発費	(456,429)	—	(56,512)	—	(394,701)	(5,216)
将来の法人税	(954,555)	—	(20,714)	—	(932,820)	(1,021)
割引前の将来純キャッシュ・フロー	84,136	—	28,457	—	51,846	3,832
年間割引率10%	(29,669)	—	(11,663)	—	(17,761)	(246)
標準化された測定方法による将来の純キャッシュ・フローの割引現在価値	54,466	—	16,794	—	34,086	3,586
標準化された測定方法による将来の純キャッシュ・フローの割引現在価値合計	¥ 1,298,314	¥ 218,910	¥ 593,103	¥ 400,408	¥ 74,829	¥ 11,065

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

2013年3月31日現在	百万円					
	合計	日本	アジア・オセアニア	ユーラシア (欧州・NIS)	中東・アフリカ	米州
連結対象会社分						
将来キャッシュ・インフロー	¥12,788,034	¥960,873	¥6,238,258	¥1,702,492	¥3,736,754	¥149,658
将来の産出原価及び開発費	(4,119,855)	(176,309)	(2,242,999)	(438,236)	(1,188,643)	(73,669)
将来の法人税	(5,057,270)	(277,685)	(2,078,271)	(265,673)	(2,417,554)	(18,087)
割引前の将来純キャッシュ・フロー	3,610,909	506,879	1,916,987	998,583	130,557	57,903
年間割引率10%	(2,264,436)	(244,270)	(1,369,592)	(545,223)	(80,178)	(25,172)
標準化された測定方法による将来の純キャッシュ・フローの割引現在価値	1,346,473	262,609	547,396	453,359	50,379	32,731
持分法適用関連会社分						
将来キャッシュ・インフロー	1,696,889	—	168,545	—	1,470,807	57,537
将来の産出原価及び開発費	(566,833)	—	(76,271)	—	(446,072)	(44,490)
将来の法人税	(974,897)	—	(47,627)	—	(925,608)	(1,662)
割引前の将来純キャッシュ・フロー	155,159	—	44,647	—	99,127	11,385
年間割引率10%	(63,444)	—	(31,381)	—	(28,798)	(3,265)
標準化された測定方法による将来の純キャッシュ・フローの割引現在価値	91,715	—	13,266	—	70,330	8,119
標準化された測定方法による将来の純キャッシュ・フローの割引現在価値合計	¥ 1,438,188	¥262,609	¥ 560,661	¥ 453,359	¥ 120,708	¥ 40,850

(注) 1 以下の鉱区および油田には、少数株主に帰属する金額が含まれています。
ユーラシア ACG 油田 (49%)、カジャガン油田 (55%) / 米州 コバ・マコヤ鉱区 (30%) / ホーンリバー地域 (54.91%)

	百万円							持分法適用 関連会社分
	合計	日本	アジア・ オセアニア	ユーラシア (欧州・NIS)	中東・アフリカ	米州		
連結対象会社分								
期首割引現在価値 (2012年4月1日)	¥1,298,314	¥218,910	¥576,308	¥400,408	¥40,743	¥7,478	¥54,466	
変動要因:								
産出された油・ガスの販売または移転	(904,376)	(51,736)	(350,624)	(79,754)	(219,353)	(2,909)	(200,000)	
油ガス価及び生産単価の純増減	41,698	28,997	182,985	(40,912)	(94,700)	(633)	(34,040)	
発生した開発費	292,003	1,439	200,104	58,771	18,513	2,193	10,984	
将来の開発費の変動	(113,146)	77	(11,257)	(26,155)	(74,590)	(2,047)	827	
埋蔵量の変動	(58,467)	6,794	(290,058)	11,846	134,603	3,592	74,757	
時間の経過による増加	146,696	21,769	67,945	46,600	4,552	848	4,982	
法人税の変動	494,588	4,778	88,362	24,740	234,733	(827)	142,803	
拡張及び発見、産出技術の改良	53,039	—	—	—	—	23,962	29,077	
その他	187,837	31,581	83,630	57,816	5,878	1,075	7,858	
期末割引現在価値 (2013年3月31日)	¥1,438,188	¥262,609	¥547,396	¥453,359	¥50,379	¥32,731	¥91,715	

(注) 1 以下の鉱区および油田には、少数株主に帰属する金額が含まれています。
ユーラシア ACG 油田 (49%)、カシャガン油田 (55%) / 米州 コバ・マコヤ鉱区 (30%)、ホーンリバー地域 (54.91%)
2 「拡張及び発見、産出技術の改良」には、買収及び売却を含みます。

2013年3月31日現在の推定埋蔵量 (probable reserves) 及び予想埋蔵量 (possible reserves)

下記の表は、当社並びに当社連結子会社及び持分法適用関連会社の主要なプロジェクトにおける原油、コンデンサート、LPG及び天然ガスの推定埋蔵量及び予想埋蔵量です。2013年3月31日現在の当社グループの原油、コンデンサート及びLPGの推定埋蔵量は7億6,874万バレル、天然ガスの推定埋蔵量は6兆2,750億立方フィー

ト、合計で19億0,660万バレル(原油換算)となっています。また、2013年3月31日現在の当社グループの原油、コンデンサート及びLPGの予想埋蔵量は1億2,040万バレル、天然ガスの予想埋蔵量は2兆5,562億立方フィー、合計で6億0,444万バレル(原油換算)となっています。

2013年3月31日現在	日本	アジア・ オセアニア	ユーラシア (欧州・NIS)	中東・アフリカ	米州	小計	持分法適用 関連会社分	合計
推定埋蔵量								
原油・コンデンサート・LPG (MMbbls)	9	185	347	85	94	720	49	769
天然ガス (Bcf)	360	5,723	87	—	24	6,194	81	6,275

2013年3月31日現在	日本	アジア・ オセアニア	ユーラシア (欧州・NIS)	中東・アフリカ	米州	小計	持分法適用 関連会社分	合計
予想埋蔵量								
原油・コンデンサート・LPG (MMbbls)	2	88	3	2	11	106	14	120
天然ガス (Bcf)	64	2,381	—	—	38	2,483	73	2,556

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

2. 石油及び天然ガスの生産量

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

2013年3月31日終了の事業年度の当社グループの原油生産量は日量245.9千バレル、天然ガス生産量は日量863.4百万立方フィート、原油・天然ガス合計で日量407.8千バレル(原油換算)となっています。2012年3月31日終了の事業年度より、天然ガスから原油への換算方法を変更しています。

	2008	2009	2010	2011	2012	2013
原油・コンデンサート・LPG (千バレル/日)						
日本	4.9	4.9	4.5	3.9	3.8	3.9
アジア・オセアニア	36.5	44.7	47.7	65.1	62.5	58.0
ユーラシア (欧州・NIS)	54.5	24.8	26.9	27.9	25.0	25.1
中東・アフリカ	80.7	81.0	73.3	73.0	84.3	84.4
米州	0.4	2.7	5.5	2.3	0.1	0.1
小計	177.0	158.1	158.0	172.2	175.7	171.5
持分法適用関連会社分	64.6	65.1	60.4	67.4	75.4	74.4
合計	241.5	223.2	218.3	239.6	251.2	245.9
年間生産量 (百万バレル)	88.4	81.5	79.7	87.5	91.9	89.8
天然ガス (百万立方フィート/日)						
日本	161.5	164.9	155.1	128.7	127.6	133.7
アジア・オセアニア	845.7	842.8	880.5	836.0	665.0	586.4
ユーラシア (欧州・NIS)	—	—	—	—	—	—
中東・アフリカ	—	—	—	—	—	—
米州	81.6	82.3	86.9	81.1	72.4	90.9
小計	1,088.8	1,090.0	1,122.6	1,045.9	865.0	811.0
持分法適用関連会社分	—	—	—	56.6	62.7	52.4
合計	1,088.8	1,090.0	1,122.6	1,102.5	927.7	863.4
年間生産量 (十億立方フィート)	398.5	397.8	409.7	402.4	339.5	315.1
原油・天然ガス合計 (千バレル (原油換算) /日)						
日本	31.9	32.4	30.4	25.3	27.7	29.0
アジア・オセアニア	177.4	185.1	194.5	204.4	189.5	169.4
ユーラシア (欧州・NIS)	54.5	24.8	26.9	27.9	25.0	25.1
中東・アフリカ	80.7	81.0	73.3	73.0	84.3	84.4
米州	14.0	16.4	20.0	15.8	13.1	16.2
小計	358.4	339.7	345.1	346.5	339.7	324.0
持分法適用関連会社分	64.6	65.1	60.4	76.8	86.5	83.8
合計	423.0	404.9	405.4	423.3	426.2	407.8
年間生産量 (百万バレル (原油換算))	154.8	147.8	148.0	154.5	156.0	148.8

石油・天然ガス用語

■ 一次エネルギー

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

■ オイルサンド

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

▶ 参照: ジョスリン オイルサンドプロジェクト P.69

■ オペレーター

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

■ 確認埋蔵量(かくにんまいぞうりょう)

確認埋蔵量(proved reserves)の定義は、米国の投資家に広く知られている米国証券取引委員会規則S-X Rule 4-10(a)に従っており、地質的・工学的データに基づき、現在の経済条件および操業条件のもとで、将来にわたり合理的な確実性をもって回収することが可能である原油・天然ガスの数量(estimated quantities)とされる。

■ 可採年数(かさいねんすう)

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

■ 原油換算バレル(BOE)

原油換算バレル(BOE: Barrel of oil equivalent)とは、主に天然ガスの体積単位(立方フィート等)を原油の体積単位(バレル)に換算したものである。天然ガスの熱量を標準的な原油1バレルの熱量を基準に換算する。

■ コア

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

■ 国際エネルギー機関

(IEA: International Energy Agency)

主要石油消費国から構成されるエネルギーの共同行動機関で、OECDに付属する独立機関として1974年に創設された。

■ コンセッション契約

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

▶ 参照: 契約形態ごとの会計処理 P.100-101

■ コンデンセート(超軽質原油)

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

■ 再生可能エネルギー

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

■ 試掘井(しくつせい)

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

■ シェールガス

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

■ 推定埋蔵量(※当社)

(すいていまいぞうりょう)

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

■ 生産分与契約(PS契約)

(せいさんぶんよけいやく)

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

▶ 参照: 契約形態ごとの会計処理 P.100-101

■ 石油メジャー

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

■ 二次エネルギー

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

■ ネット生産量

ネット生産量とは生産量の正味経済的取り分を指す。具体的には、生産分与契約における産油国政府取分が引かれた後の数量と、コンセッション契約における権益取分の数量を合わせたものであり、引取り・販売可能な原油・天然ガスの数量となる。

■ メタンハイドレート

非在来型天然ガス資源の一種で、水分子が水素結合により形成する格子の中にメタン分子を取り込んだ固体結晶。メタンハイドレートは低温・高圧の環境で安定するため、陸上ではシベリア、カナダ、アラスカ等の永久凍土層の下、海洋では水深500m以深に存在している。

■ バレル

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

■ 非在来型天然ガス

(ひざいらいがたてんねんがす)

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

■ ブレント原油(Brent Crude)

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

■ フローティングLNG

(フローティング・エル・エヌ・ジー)

LNGプラントを搭載した大型の船体で天然ガスを液化し、LNG船に直接出荷する開発方式。

■ ランプ・サム契約

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

■ リグ

石油・天然ガスを探したり、採取するための井戸を掘削する装置のこと。

■ ロイヤリティ

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

■ EPCコントラクター

石油・天然ガスの探鉱・開発事業では、掘削請負業者(ドリリング・コントラクター)や物理探査請負業者など多数のコントラクターを起用する。そのうち、設計(Engineering)、調達(Procurement)、建設(Construction)の作業を請け負う業者をEPCコントラクターと呼ぶ。

■ FEED(基本設計)作業

FEEDとは、Front End Engineering Designの略で、基本設計のことを指す。FEED作業では、EPC(設計・調達・建設)作業の前に技術的課題や概略費用などが検討・算出され、それを踏まえてEPC作業の入札が行われる。

■ FPSO(エフ・ピー・エス・オー)

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

■ LNG(Liquefied Natural Gas)

液化天然ガスのことで、メタンを主成分とする天然ガスから水分、硫黄化合物、CO₂などの不純物を除去した後、超低温(マイナス162度)に冷却し、液化されたもの。それに伴って体積が600分の1に圧縮され、大量の輸送が可能になる。

■ LPG(Liquefied Petroleum Gas)

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

索引・単位換算

財務・経理関係

12年間の主要財務情報	97-99
MD&A(経営陣による財政状態および経営成績の検討と分析)	103-109
キャッシュ・フロー関係	14-15, 97-99, 109, 114
財務ハイライト	14-15, 16
資金調達	26, 40, 96
株式分割、投資単位引き下げ	20, 25, 128
投資計画	40-41, 96
当社特有の会計処理	100-
配当・株主還元	14-15, 16, 25, 97-99
連結子会社および関連会社	130-131
連結キャッシュ・フロー計算書	114
連結財務諸表の注記	115-
連結損益計算書	112
連結貸借対照表	110-111

非財務情報関係

ガスサプライチェーン	35, 71
代表取締役からのご挨拶	22-23
経営トップからのメッセージ	24-32
事業トピックス	18-20
生産量	14-15, 17, 28, 34, 42, 143
生産量指標	17
石油・天然ガスの需要見通し	37-39
戦略、経営計画(中長期ビジョン)	27, 40-41
同業他社比較	42
ビジネスモデルと強み	34-35
プロジェクト数	58-59
マーケット環境	38-39
埋蔵量	14-15, 17, 34, 42, 140-142
埋蔵量指標	17
油価・為替・株価	14-15

プロジェクト関係

ACG油田(アゼルバイジャン)	65
ADMA鉱区(アラブ首長国連邦(UAE))	67
BTCパイプラインプロジェクト	65
アバディLNGプロジェクト(インドネシア)	19, 26, 63
アンゴラ共和国 ブロック14鉱区(アンゴラ)	18, 67
イクシスLNGプロジェクト(豪州)	19, 26, 28, 48-56
ヴァンゴッホ油田、ラベンスワース油田(豪州)	62
北カスピ海沖合鉱区(カシャガン油田)(カザフスタン)	65
カナダ シェールガスプロジェクト(カナダ)	45, 69
キタン油田(チモール海共同開発地域)	62
コバ・マコヤ、グアリコオリエンタル鉱区(ベネズエラ)	69
コンゴ沖合鉱区(コンゴ民主共和国)	67
ジョスリン オイルサンドプロジェクト(カナダ)	69
地熱	46
直江津LNG基地	71
バユ・ウンダンプロジェクト(チモール海共同開発地域)	62
プレリユードFLNGプロジェクト(豪州)	63
マハカム沖合鉱区/アタカユニット(インドネシア)	26, 61
南長岡ガス田	71
南ナトゥナ海B鉱区(インドネシア)	61
メガソーラー上越	20, 47

ESG関係(環境・社会・ガバナンス)

CSR活動	74-81
HSE関係	76-77
株主総会	89
環境対応	74, 78
経営諮問委員会	20, 82, 94
甲種類株式	86, 138-139
コーポレート・ガバナンス	74, 82-89
コンプライアンス	88
災害発生頻度	17, 77
事業等のリスク	132-139
従業員数	74, 147
情報開示体制、IR活動	89
人権・人材・ダイバーシティ	79
地域社会貢献	80-81
取締役および監査役への報酬	83
腐敗防止への取り組み	88
役員一覧(取締役・監査役・執行役員)	84-85, 90-94

単位換算

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

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

*英国熱量単位

会社情報

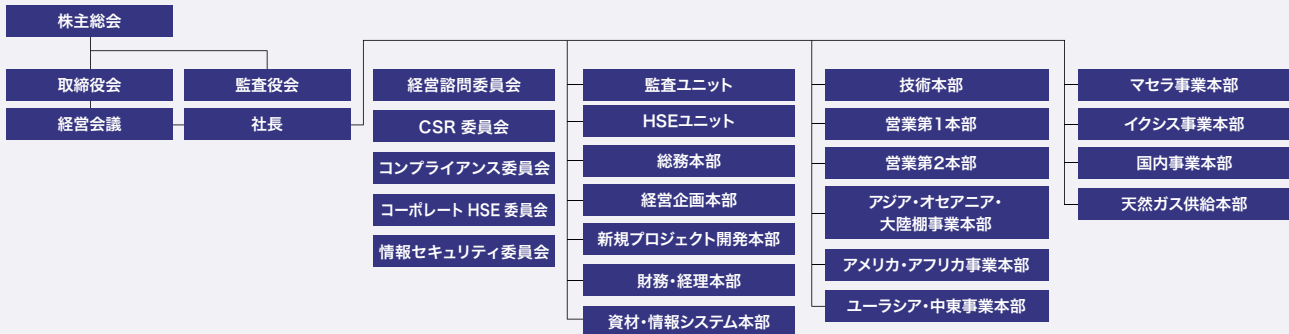
2013年3月31日現在

会社データ

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

住所 〒107-6332 東京都港区赤坂5-3-1 赤坂Bizタワー
従業員数 2,455名(連結)
事業内容 石油・天然ガス、その他の鉱物資源の調査、探鉱、開発、生産、販売および同事業に付帯関連する事業、それらを行う企業に対する投融資

組織図 (2013年6月末現在)



株式データ

発行可能株式総数

普通株式 9,000,000株^{※1}
甲種類株式 1株

株主数および発行済株式の総数

普通株式 40,609名 / 3,655,809株^{※1}
甲種類株式^{※2} 1名(経済産業大臣) / 1株

※1 2013年10月1日を効力発生日として普通株式1株を400株に分割することを予定しています。
※2 当社定款においては、経営上の一定の重要事項の決定について株主総会または取締役会の決議に加え、甲種類株主総会の決議が必要である旨が定められています。

大株主(普通株式)の状況

株主名	持株数(株)	持株比率(%) ^注
経済産業大臣	692,307	18.9
石油資源開発株式会社	267,233	7.3
三井石油開発株式会社	150,760	4.1
ザ チェース マンハッタン バンク エヌエイ ロンドン エス エル オムニバス アカウント	149,800	4.1
日本トラスティ・サービス信託銀行株式会社(信託口)	131,960	3.6
三菱商事株式会社	114,500	3.1
日本マスタートラスト信託銀行株式会社(信託口)	113,748	3.1
JXホールディングス株式会社	109,527	3.0
シービーニューヨークオービスファンズ	78,166	2.1
ジェービー モルガン チェース バンク 380055	76,155	2.1

注:比率は株式数の発行済株式総数(普通株式)に対する割合です。

株式の分布状況

	人数(名)	株式数(株)	持株比率(%) ^{※1}
金融機関(信託口を含む)	113	559,217	15.3
証券会社	60	34,534	1.0
その他国内法人	450	719,794	19.7
経済産業大臣 ^{※2}	1	692,307	18.9
外国法人等	653	1,529,380	41.8
個人その他	39,331	115,661	3.2
自己名義株式	1	4,916	0.1

注1:比率は株式数の発行済株式総数(普通株式)に対する割合です。

注2:経済産業大臣の保有株式数には、甲種類株式は含まれていません。

ホームページ

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

▶ inpex.co.jp/

お問い合わせ

IR(投資家情報)に関するお問い合わせ、本アニュアルレポートへのご意見・ご感想は、下記までお願いいたします。

経営企画本部 広報・IRユニット IRグループ
電話:03-5572-0234 FAX:03-5572-0235
ホームページ: inpex.co.jp/ir/inquiries

国際石油開発帝石株式会社
INPEX CORPORATION

〒107-6332

東京都港区赤坂5-3-1 赤坂Bizタワー

tel: 03-5572-0200

▶ inpeco.jp

