

2008年3月期 決算説明会

国際石油開発帝石ホールディングス株式会社

2008年5月16日

本日の議題

1. 2008年3月期決算

取締役 経理・IT本部長 藤井睦久

2. 事業活動報告

代表取締役社長 黒田直樹

注意事項

当プレゼンテーションは、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おります。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おります。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及び需要の変化
- 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

当プレゼンテーションに掲載される情報(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。

連結子会社および持分法適用関連会社

連結子会社 60社

主な連結子会社	国(地域)名	出資比率	ステージ
国際石油開発	インドネシア	100%	生産中
帝国石油	日本	100%	生産中
ナトゥナ石油	インドネシア	100%	生産中
サウル石油	チモール海・共同開発地域	100%	生産中
インペックス西豪州ブラウズ石油	オーストラリア	100%	開発準備作業中
ジャパン石油開発	アラブ首長国連邦	100%	生産中
帝石コンゴ石油	コンゴ民主共和国	100%	生産中
インペックス南西カスピ海石油	アゼルバイジャン	51%	生産中
インペックス北カスピ海石油	カザフスタン	45%	開発中

持分法適用関連会社 14社

主な関連会社	国(地域)名	出資比率	ステージ
MI Berau B.V.	インドネシア	44%	開発中
アンゴラ石油	アンゴラ	19.6%	生産中

2008年3月期 決算ハイライト

	07年3月期	08年3月期	増減	増減率
売上高 (億円)	9,697	12,029	2,332	24.1%
営業利益 (億円)	5,590	7,142	1,551	27.7%
経常利益 (億円)	5,862	6,857	995	17.0%
純利益 (億円)	1,650	1,732	81	4.9%
1株当たり純利益 (円)	70,423.45	73,510.14	3,086.69	4.4%

期中平均株式数(連結)2008年3月期 2,356,759株

1株当たりの年間配当金 (円)

中間	-	3,500	-	-
期末	7,000	4,000	-	-
年間合計	7,000	7,500	500	7.1%

原油売上高

	07年3月期	08年3月期	増減	増減率
売上高 (億円)	6,074	7,834	1,760	29.0%
販売量 (千bbl)	83,276	85,716	2,440	2.9%
海外平均単価 (\$/bbl)	62.16	80.07	17.91	28.8%
国内平均単価 (¥/kl)	45,694	62,225	16,531	36.2%
平均為替 (¥/\$)	116.90	113.65	3.25円高	2.8%円高

地域別販売量 (千bbl)	07年3月期	08年3月期	増減	増減率
日本	170 (27千kl)	408 (65千kl)	237 (38千kl)	139.3%
アジア・オセアニア	13,234	13,445	211	1.6%
ユーラシア(欧州・NIS諸国)	16,390	19,609	3,218	19.6%
中東・アフリカ	53,470	52,177	△1,293	△2.4%
米州	11	77	67	611.3%
合計	83,276	85,716	2,440	2.9%

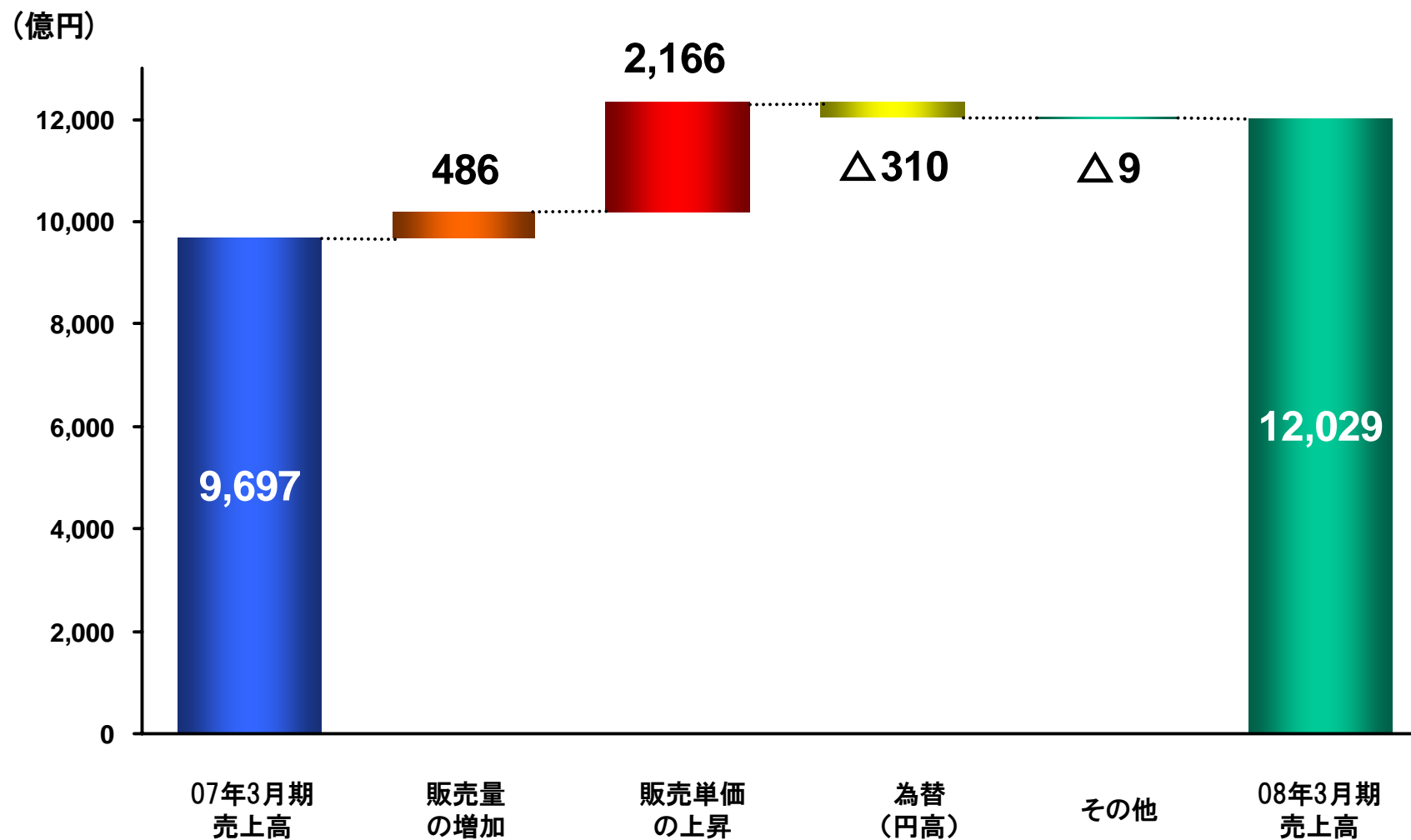
天然ガス売上高(注)

	07年3月期	08年3月期	増減	増減率
売上高 (億円)	3,241	3,789	548	16.9%
販売量 (百万cf)	366,080	402,081	36,001	9.8%
海外生産分平均単価 (\$/千cf)	7.51	8.26	0.75	10.0%
国内生産分平均単価 (¥/m ³)	34.96	35.70	0.74	2.1%
平均為替 (¥/\$)	116.91	113.78	3.13円高	2.7%円高

地域別販売量 (百万cf)	07年3月期	08年3月期	増減	増減率
日本	47,495 (1,273百万m ³)	61,846 (1,657百万m ³)	14,351 (385百万m ³)	30.2%
アジア・オセアニア	318,413	310,458	△7,956	△2.5%
ユーラシア(欧州・NIS諸国)	-	-	-	-
中東・アフリカ	-	-	-	-
米州	172	29,777	29,605	17,219.3%
合計	366,080	402,081	36,001	9.8%

注) LPGを除く。

2008年3月期売上高 増減要因分析



損益計算書

(億円)	07年3月期	08年3月期	増減	増減率	
売上高	9,697	12,029	2,332	24.1%	原油売上： 7,834 (増減) +1,760 天然ガス売上(注)： 3,910 (増減) +581
売上原価	3,437	3,905	467	13.6%	原油売上原価： 2,844 (増減) +473 天然ガス売上原価(注)： 888 (増減) +28
探鉱費	176	340	164	92.7%	
販売費及び一般管理費	491	641	149	30.4%	
営業利益	5,590	7,142	1,551	27.7%	
営業外収益	600	330	△269	△44.9%	
営業外費用	328	615	286	87.0%	ジョスリン、イクシス、 ヴァンゴッホ、北茨城沖等
経常利益	5,862	6,857	995	17.0%	
法人税等及び法人税等調整額	4,132	4,913	781	18.9%	人件費(124)、輸送費(150)、 減価償却費(158)、のれん償却額 (66)
少数株主利益	79	212	132	167.3%	
純利益	1,650	1,732	81	4.9%	主に外国法人税

注) LPGを含む。

営業外収益・費用

(億円)	07年3月期	08年3月期	増減	増減率
営業外収益	600	330	△269	△44.9%
受取利息	128	109	△18	△14.5%
受取配当金	22	54	31	137.4%
持分法による投資利益	13	17	4	30.7%
権益譲渡収入	335	-	△335	△100.0%
埋蔵量再評価精算益	-	40	40	-
石油契約発効に伴う精算益	-	34	34	-
為替差益	57	27	△29	△52.1%
その他	43	46	3	8.0%
営業外費用	328	615	286	87.0%
支払利息	123	108	△15	△12.1%
生産物回収勘定引当金繰入額	61	205	144	233.3%
探鉱事業引当金繰入額	29	31	1	4.4%
投資有価証券評価損	-	213	213	-
その他	113	55	△57	△50.9%

前期はイクシスの権益一部譲渡による収入

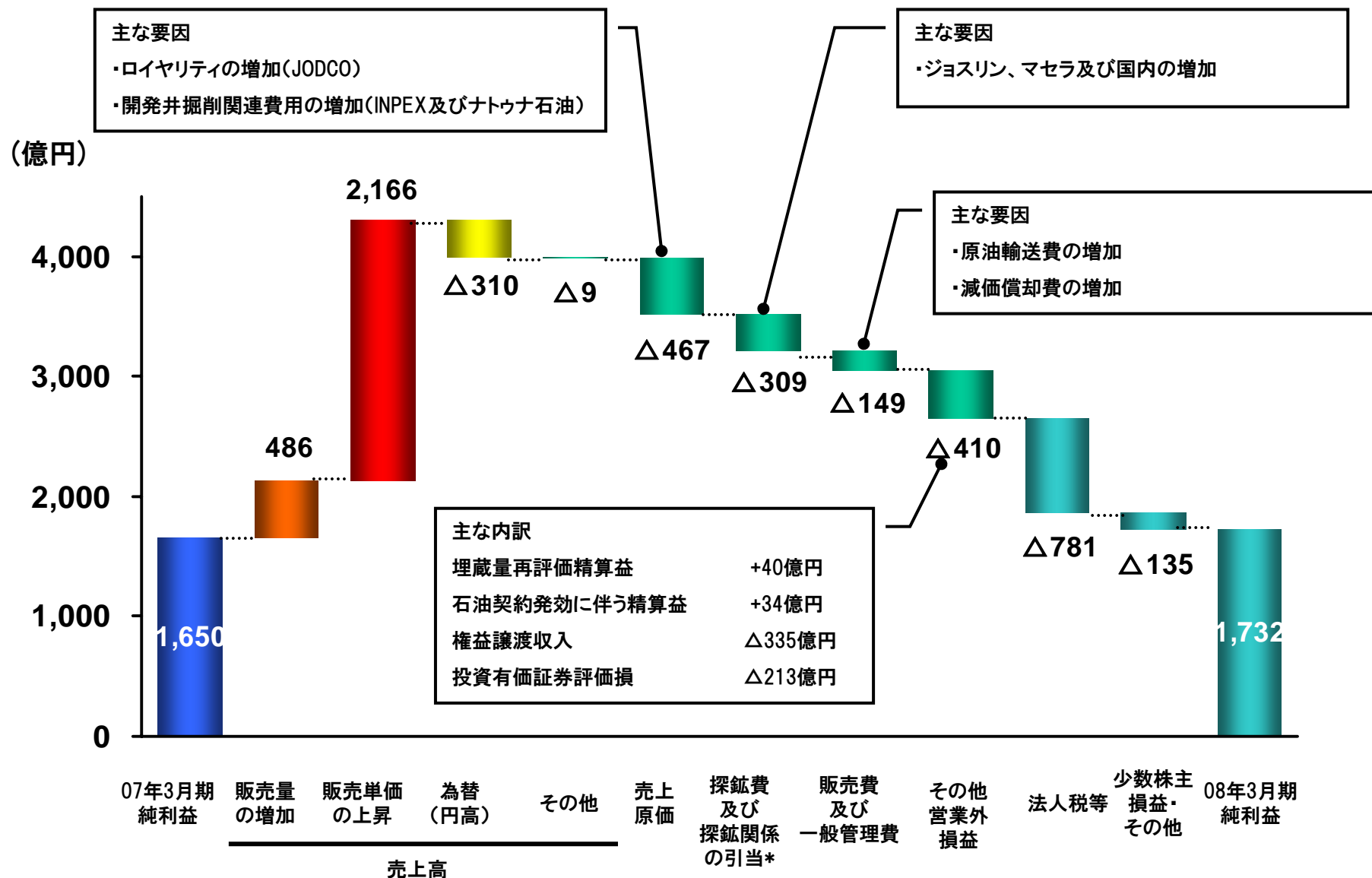
バユ・ウンダングスプロジェクトにおける隣接鉱区との埋蔵量再評価の結果、権益比率が上昇したことに伴う精算益

ベネズエラ(ガスグアリコ)における石油契約発効に伴う過年度分(06.4-12)精算益

マセラ鉱区での評価井掘削等による探鉱投資の増加

パーチェス法により株式移転日(06年4月3日)前日の時価を取得価額とした有価証券のうち、取得価額から30%以上下落した銘柄を減損処理

2008年3月期純利益 増減要因分析



*生産物回収勘定引当金繰入額及び探鉱事業引当金繰入額

貸借対照表

(億円)	07年3月期末	08年3月期末	増減	増減率
流動資産	4,741	5,651	909	19.2%
有形固定資産	2,192	2,544	352	16.1%
無形固定資産	2,658	2,654	△3	△0.1%
生産物回収勘定	3,191	3,831	640	20.1%
その他	3,809	4,111	301	7.9%
生産物回収勘定引当金	△511	△714	△202	39.6%
資産合計	16,081	18,079	1,997	12.4%
流動負債	2,662	3,252	590	22.2%
固定負債	2,618	2,438	△180	△6.9%
純資産	10,800	12,388	1,587	14.7%
(うち少数株主持分)	511	814	303	59.3%
負債・純資産合計	16,081	18,079	1,997	12.4%
1株当たり純資産 (円)	436,467.92	491,168.09	54,700.17	12.5%

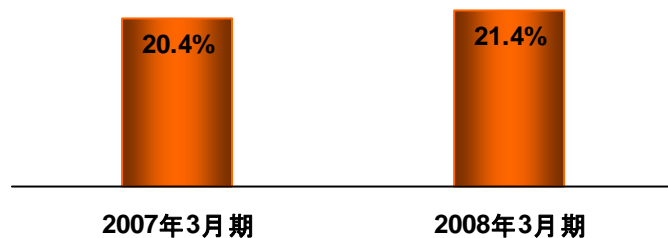
期末発行済株式数(連結)2008年3月期 2,356,363株

キャッシュフロー

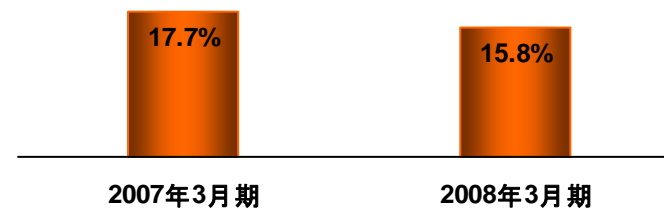
(億円)	07年3月期	08年3月期	増減	増減率
税金等調整前当期純利益	5,862	6,857	995	17.0%
減価償却費	305	361	55	18.2%
生産物回収勘定(資本支出)の回収額	1,059	921	△138	△13.0%
生産物回収勘定(非資本支出)の増加額	△189	△260	△70	37.4%
法人税等の支払額	△4,401	△4,568	△166	3.8%
その他	△317	327	644	△203.1%
営業活動によるキャッシュフロー	2,319	3,639	1,320	56.9%
有形固定資産の取得による支出	△378	△594	△216	57.1%
投資有価証券の取得による支出・売却による収入 (ネット)	△662	△1,122	△460	69.6%
生産物回収勘定(資本支出)の支出	△1,113	△1,310	△197	17.7%
その他	61	410	349	569.5%
投資活動によるキャッシュフロー	△2,092	△2,617	△525	25.1%
財務活動によるキャッシュフロー	137	△452	△590	△427.9%
現金及び現金同等物の期末残高	1,894	2,222	328	17.3%

主要財務指標

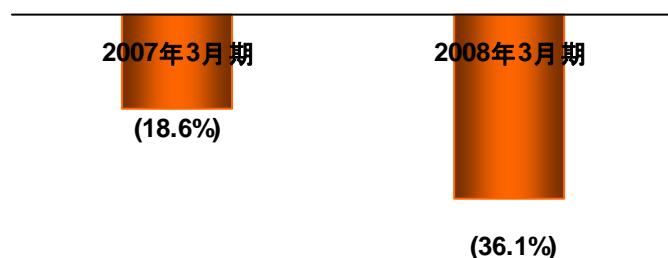
ネットROACE*



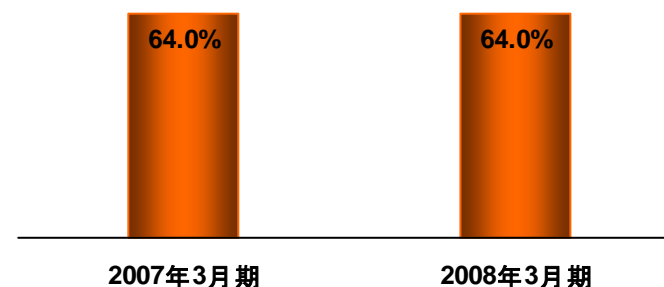
ROE**



純有利子負債／使用総資本(ネット)***



自己資本比率****



* 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初と期末の平均)

** ROE = 当期純利益 / (純資産 - 少数株主持分) の期初と期末の平均値

*** 純有利子負債 / 使用総資本(ネット) = (有利子負債 - 現金及び預金 - 国債・地方債・社債等(時価のあるもの) - MMF・現先・譲渡性預金) / (純資産 + 有利子負債 - 現金及び預金 - 国債・地方債・社債等(時価のあるもの) - MMF・現先・譲渡性預金)

**** 自己資本比率 = (純資産 - 少数株主持分) / 総資産

国際石油開発帝石HD

2009年3月期 連結業績予想

前提	上期	下期	通期
Brent 油価(\$/bbl)	90	80	85
為替レート(円/US\$)	100	100	100

通期	08年3月期(実績)	09年3月期(予想)	増減	増減率
売上高 (億円)	12,029	10,400	△1,629	△13.5%
営業利益 (億円)	7,142	6,160	△982	△13.8%
経常利益 (億円)	6,857	5,890	△967	△14.1%
純利益 (億円)	1,732	1,200	△532	△30.7%

中間期				
売上高 (億円)	08年3月期(実績)	09年3月期(予想)	増減	増減率
売上高 (億円)	5,541	5,410	△131	△2.4%
営業利益 (億円)	3,259	3,200	△59	△1.8%
経常利益 (億円)	3,216	3,020	△196	△6.1%
純利益 (億円)	810	560	△250	△30.9%

1株あたり配当金(円)	中間	3,500	4,000
	期末	4,000	4,000
	年間	7,500	8,000

2009年3月期業績予想 基礎前提

		2008年3月期(実績)	2009年3月期(予想)	増減	増減率
販売量	原油 (千バレル) ¹	85,716	78,089	△7,627	△8.9%
	天然ガス (百万cf) ²	402,081	408,146	6,065	1.5%
	うち海外分	340,235	344,253	4,018	1.2%
	うち国内分	61,846 (1,657百万m ³)	63,892 (1,712百万m ³)	2,046 (55百万m ³)	3.3%
	LPG (千バレル) ³	1,549	2,052	503	32.5%

	2007年3月期(実績)	2008年3月期(実績)	2009年3月期(予想)	増減 (09年3月期-08年3月期)
開発投資額(億円)	1,859	2,329	2,974	645
探鉱投資額 ⁴ (億円)	316	827	557	△270
探鉱費および 探鉱関連引当額 ⁵ (億円)	268	577	507	△70
うち少数持分負担額 ⁶ (億円)	11	74	71	△3

- 注) 1 国内原油および石油製品販売量の換算係数として1kl=6.29バレルを使用
 2 国内天然ガス販売量の換算係数として1m³=37.32cfを使用
 3 国内LPG販売量の換算係数として1トン=10.5バレルを使用
 4 権益取得費を含む
 5 損益計算書の生産物回収勘定引当金繰入額+探鉱事業引当金繰入額を記載
 6 インペックスマセラアラフラ海石油、INPEX UK、帝石スリナム石油のうちJOGMEC負担分

原油価格・為替レートのセンシティブティ

■ 油価・為替変動の2009年3月期当期純利益に与える影響額(試算)

油価1ドル 上昇(下落)した場合	+22億円(△22億円)
為替(円/US\$)1円 円安(円高)になった場合	+22億円(△22億円)

(注) 原油価格(Brent)を1ドル変動させた場合、為替を1円変動させた場合の2009年3月期の当期純利益に対する影響額をそれぞれ試算したものです。

影響額は、生産量、投資額、コスト回収額などの変動により変わる可能性があり、また、油価及び為替の水準により、常に同じ影響額になるとは限らない点にご留意ください。

事業活動報告

経営統合の進捗状況

■当社、国際石油開発及び帝国石油の3社で吸収合併契約を締結

■事業持株会社の基盤整備

- － 新組織・新人事制度の設計
- － 内部統制・新情報システムの構築
- － 情報開示体制の強化

■統合効果の前倒し

- － 投資・経営戦略の統一的な意思決定
- － 積極的人材交流
- － グループ従業員の一括採用

■完全統合までのスケジュール

2008年4月28日	吸収合併契約の締結
2008年6月25日(予定)	定時株主総会
2008年9月下旬	本社移転 港区赤坂Bizタワーへ本社機能集約
2008年10月1日(予定)	完全統合(当社が国際石油開発及び帝国石油を吸収合併)

※なお、10月1日以降の新商号・取締役の新体制は、6月25日(予定)の定時株主総会にて決議予定であり、定時株主総会の招集議案を5月28日(水)予定の取締役会で決定次第、開示予定。

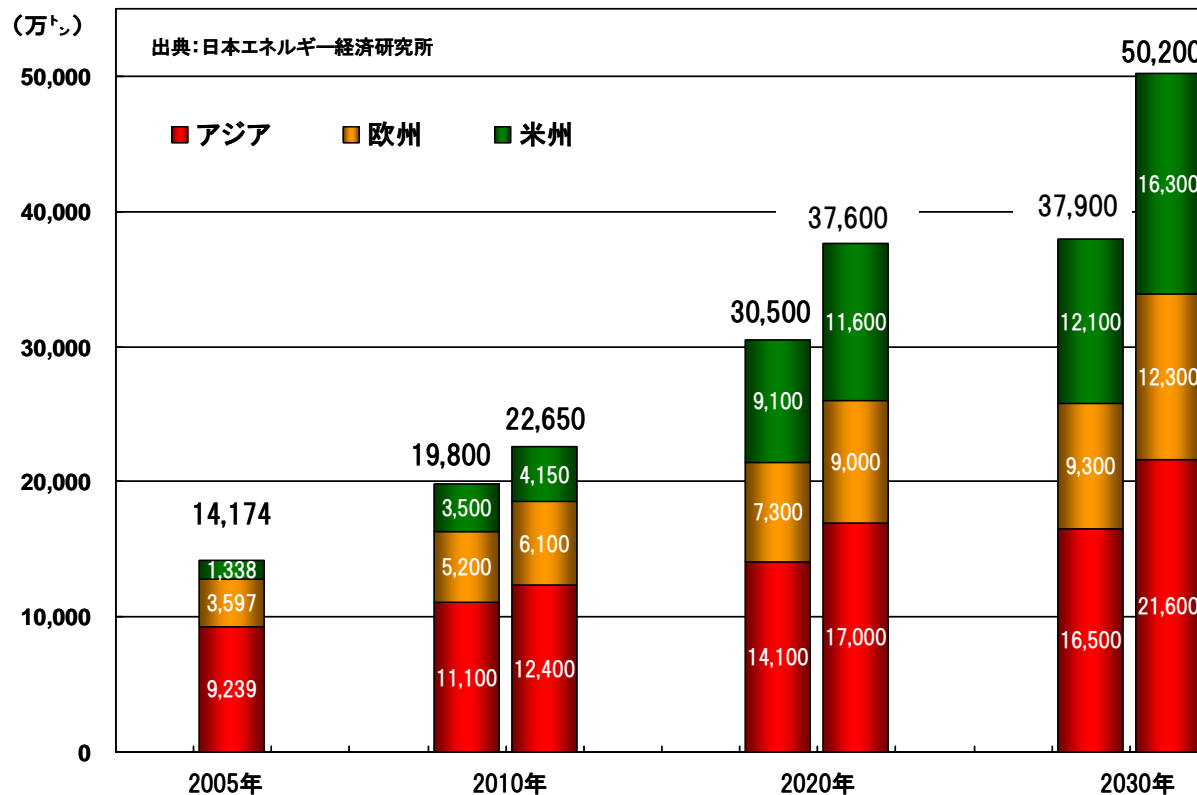
2007年度 事業総括

- 過去最高の収益、強固な財務基盤
- 生産量の順調な拡大ー2005年度～2007年度 年5.7% 成長*
- 西豪州ヴァンゴッホ油田・ラベンスワース油田の開発移行
- 豪州イクシスLNG液化基地の候補をマレット島に加え、ダーウィンも本格的検討
- 探鉱区取得の拡大ーインドネシア、豪州イクシス周辺、英国
- 非在来型石油資源への本格参入ーカナダ・ジョスリンオイルサンド
- 国内LNG受入基地の建設検討開始、越路原発所の運開、静岡ガス(株)へのガス供給通年化
- 良好な探鉱成果ーイクシス探掘井1坑・アバディ評価井3坑は全て成功、ガス埋蔵量の拡大期待
- 推定埋蔵量の新SPE基準の採用、イクシスを推定埋蔵量に格上げ

* 年間成長率(CAGR)

天然ガス事業の経営環境

世界のLNG需要見通し



※ 棒グラフ左側が低需要ケース、右側が高需要ケース

海外

- 世界的な天然ガス・LNG需要の拡大
- 長期的には、北米、中国、インド、欧州のLNG需要が拡大
- LNG取引のグローバル化進展
- LNG価格体系の変化(Sカーブ→原油等価)

国内

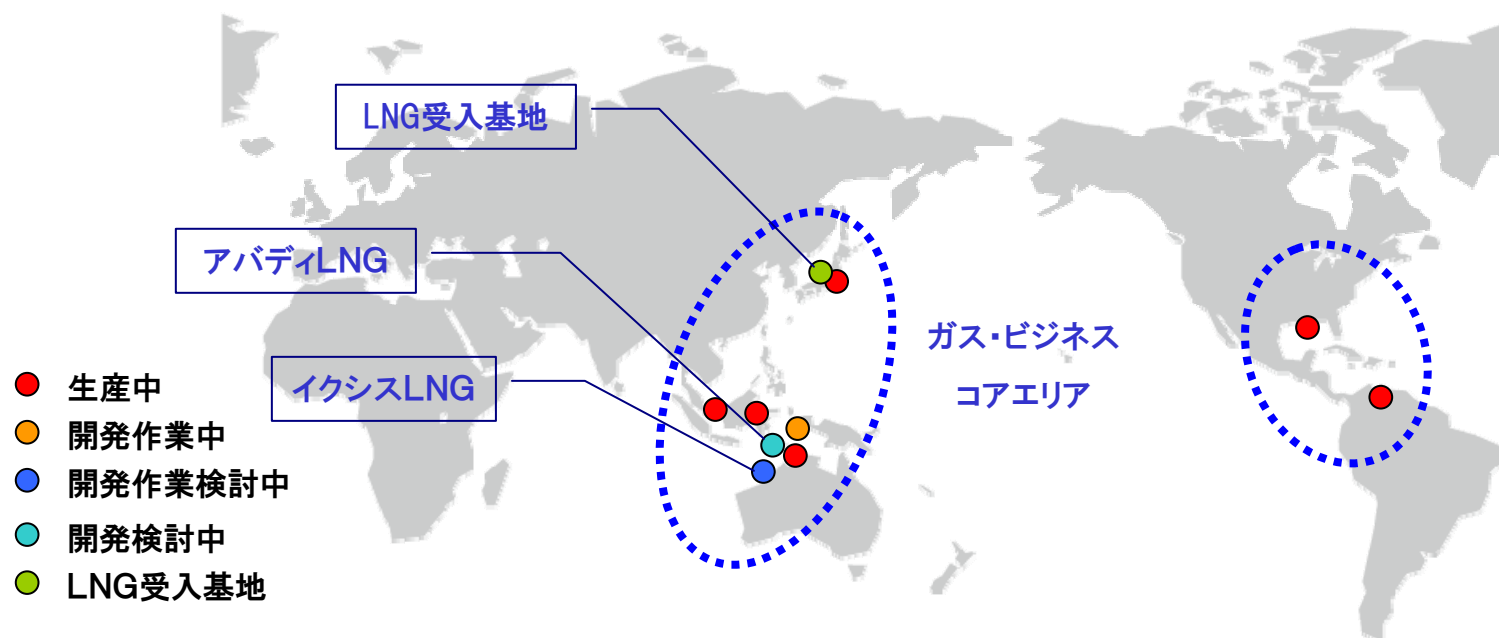
- 原油価格の高騰、地球温暖化対応で天然ガスへのシフトが一層加速
- 世界的なLNG需給の逼迫等によりLNG調達環境は悪化(LNG市場は2010年代前半まで需給のタイト感が続くとの見方)
- 原油価格高騰に伴うLNG輸入価格の上昇、国内ガス価格も徐々に上昇傾向



当社の天然ガス事業の優位性

天然ガス事業の成長戦略

- 豊富な天然ガス埋蔵量 20億BOE(確認埋蔵量+推定埋蔵量)
- 豪州・インドネシアは良好な投資環境、低いカントリーリスク
- オペレーター大型LNGプロジェクトー豪州・インドネシア
- 日本最大の天然ガス田、1,300kmのパイプラインネットワーク、操業・技術力
- 日本のLNG受入基地、LNGバリューチェーンの構築、GTLへの取り組み
- ガス生産量ー181.5千BOE/D、全体の43%



国内天然ガス事業



- 天然ガス拡販状況
 - 前期比37%増の17億m³/年(帝石単体ベース)
 - 静岡ガス(株)向け販売の通年化、大口工業用への拡販
 - 平均販売価格は約2%改善
- インフラ整備状況
 - 新東京ライン(第3期)、群馬ラインの完成
 - 群馬連絡幹線(東京ガス(株)との共同検討)、新青海ライン(建設中)
 - 更なる供給インフラの整備、増強を検討
- LNGの導入(2010年～)
 - 静岡ガス(株)のLNG気化ガスを導入(買入量・価格について協議中)
 - LNG導入後の販売価格体系について検討中
- 中長期的な需要拡大への対応
 - 年間20～30億m³規模の需要を想定
 - LNG受入基地(上越市)の建設計画(LNG年間数十万t規模、2008年最終投資決定、2013年末運転開始:計画)
 - 当社グループによるLNGバリューチェーン構築も視野に

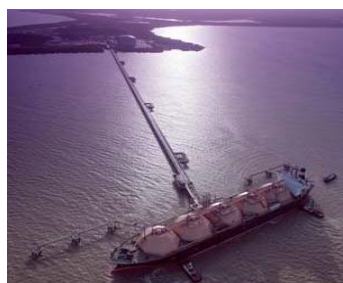
海外LNG・天然ガス事業

■既存LNGプロジェクト



マハカム沖鉱区(インドネシア)

- 2010年12月、2011年3月以降のLNG需要確保に向け、既存買主と交渉継続中
- 2017年の契約期限の延長に向け、インドネシア政府と交渉予定
- 2012年以降、天然ガス生産量は徐々に減退



バユ・ウンダンプロジェクト(JPDA)

- オーストラリア北部準州ダーウィンにおけるLNGプロジェクト
- 2005年8月、東京電力/東京ガスとLNG販売契約締結
(2006年から17年間、年間300万トン)
- 2006年2月、LNG出荷開始

■開発作業中LNGプロジェクト



タングープロジェクト(インドネシア)

- 建設中のLNGプラントは2008年後半生産開始予定
- 年間760万トンのLNGを生産する計画

■既存天然ガスプロジェクト



南ナトゥナ海B鉱区(インドネシア)

- パイプラインによりシンガポール及びマレーシアに天然ガスを販売
- 2009年よりノースブルットガス田からのガス供給開始予定

新規大型LNGプロジェクト



イクシスLNGプロジェクト(オーストラリア)

- 大規模なガス埋蔵量
- LNG生産開始 2013年下期～2014年上期目標
- LNG規模 年間8百万トン超 コンデンセート 日量約10万バレル
LPG 年間約160万トン
- LNG液化基地(西豪州マレット島・北部準州ダーウィン)の選定中
- 約1年間のFEEDの後、2009年最終投資決定(FID)目標
- ガス埋蔵量拡大を目的に試掘井1坑を2008年4月より掘削中、周辺鉱区に試掘井2坑を掘削予定



アバディLNGプロジェクト(インドネシア)

- 大規模なガス埋蔵量、評価井4坑の結果を踏まえ埋蔵量評価予定
- 本年、開発計画(POD)を提出し、政府承認取得後、開発期間(20年間)へ移行
- 2010～2011年 最終投資決定(FID)目標
- 2015～2016年 生産開始目標

非在来型石油資源への参入

当社におけるジョスリン・オイルサンドプロジェクトの意義

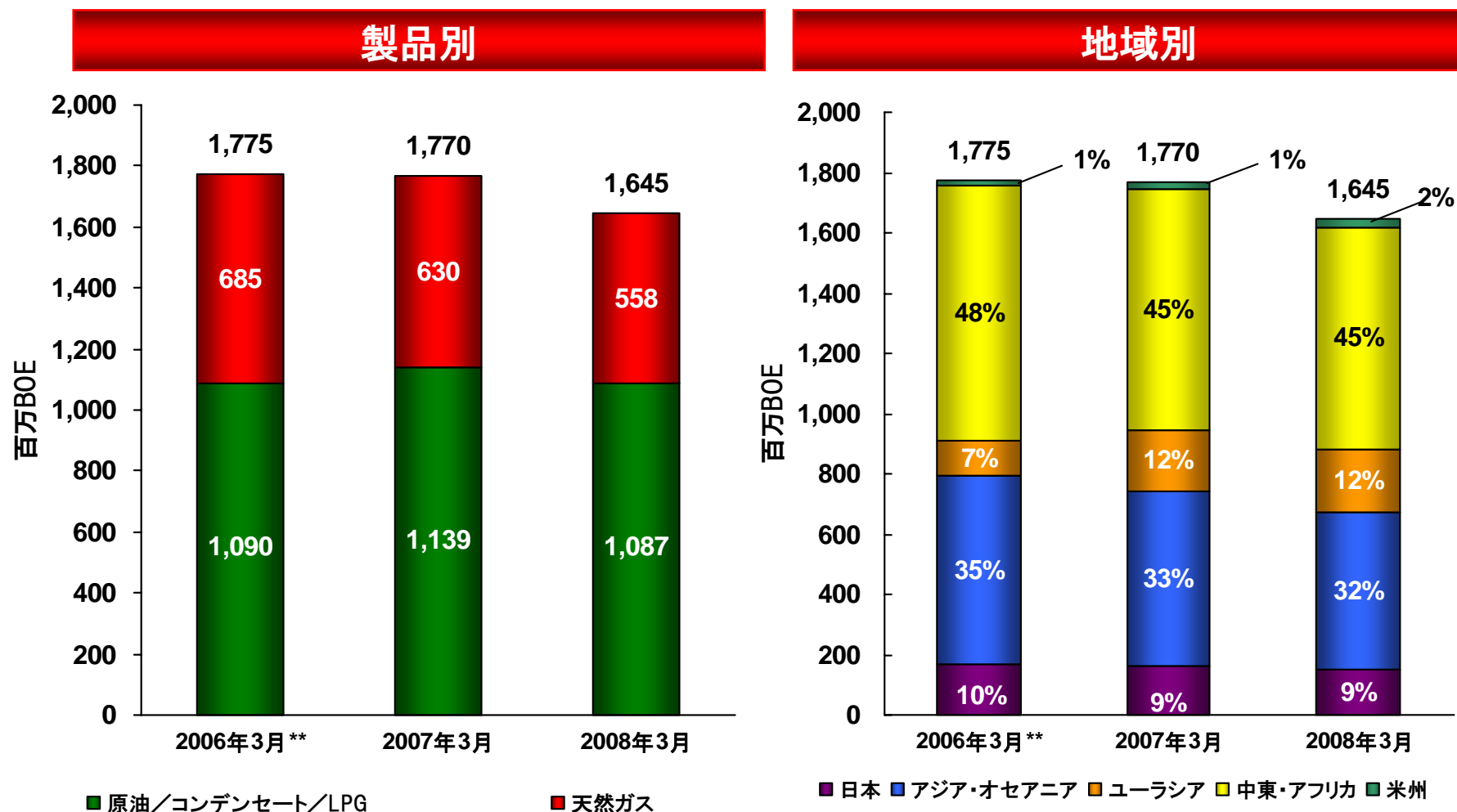
- 莫大な埋蔵量を有する非在来型石油資源の開発事業への本格的参入
- 付加価値の高い合成原油を製造する下流(Upgrader)事業への参入
- 埋蔵量が豊富なカナダにおいて、更なる事業展開の期待
- カントリーリスクが極めて低く、巨大な埋蔵量と長期にわたる安定的な生産が期待でき、当社のポートフォリオのリスク分散に貢献
- ベネズエラ等、南米における非在来型石油資源の開発も視野に



ジョスリン・オイルサンド・プロジェクト(カナダ)

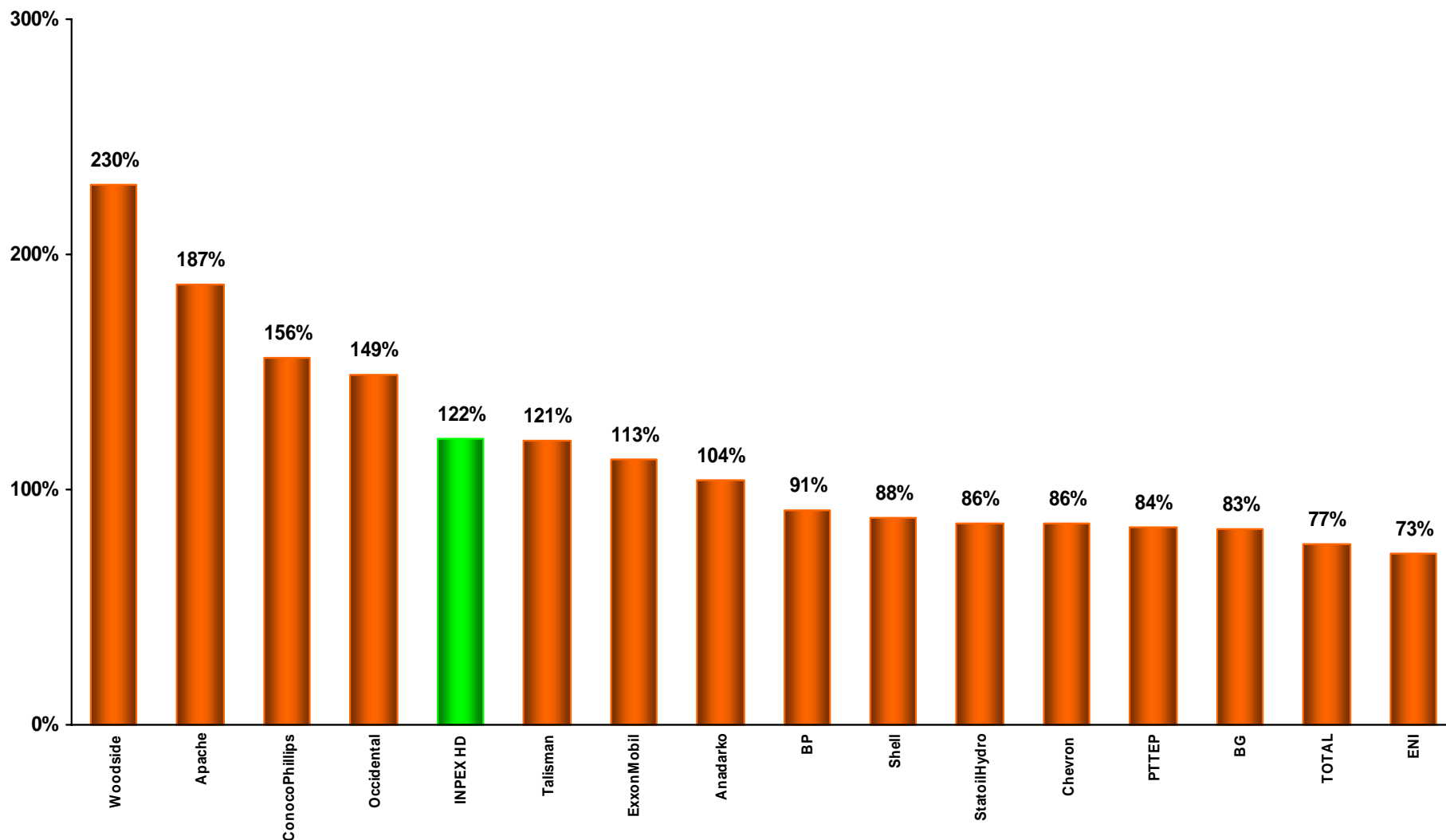
- 2007年11月にTOTAL社よりプロジェクトの10%権益を取得
- 初の非在来型石油資源の開発プロジェクトへ本格的参入
- 2006年より、スチーム圧入(SAGD法)により生産中
- 露天掘りによる大規模開発を通じ、2010年代初頭に日量10万バレルの生産を計画(第一段階)、その後日量23万バレルまで拡大予定(第二段階)
- 価格の不安定なビチューメンを付加価値の高い、価格の安定した合成原油を製造する下流(Upgrader)事業を計画

確認埋蔵量* (製品別/地域別)



注: * 米国証券取引委員会(SEC) 規則(Regulation S-X, Rule4-10)に従った数値。DeGolyer & MacNaughton社の評価対象外の埋蔵量及び権益譲渡に係る政府承認手続き中の埋蔵量は含まない。持分法適用会社の持分を含む。
 ** 2005年度に国際石油開発と帝国石油との統合が行われたと仮定した場合の合算値。

リザーブ・リプレースメント・レシオ*(RRR)(2005-2007年平均)



出所：直近の各社公表財務情報より

注：* 買収による埋蔵量の増加を含む期中の確認埋蔵量増加分／期中生産量。持分法適用会社の持分を含む。確認埋蔵量は、各社2007年12月末時点であるが、ホールディングスは2008年3月末時点、生産量は各社2007年12月期であるが、ホールディングスは2008年3月期の数値。

SPE新基準

■SPE*(石油技術者協会)は、国により異なる埋蔵量の定義を統一・標準化することを目的として、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****)の協力を得て、2004年12月、SPE埋蔵量評価委員会を設置し、新たな埋蔵量の基準であるPRMS (Petroleum Resources Management System)を策定、2007年3月に正式承認

■当社の推定埋蔵量は、2007年3月末時点まで、SPE及びWPCが1997年に共同で定めた基準「1997SPE/WPC」に従い開示

■2008年3月末時点から、推定埋蔵量はSPEの新基準PRMSを採用

■確認埋蔵量はSEC基準で開示(従来どおり)

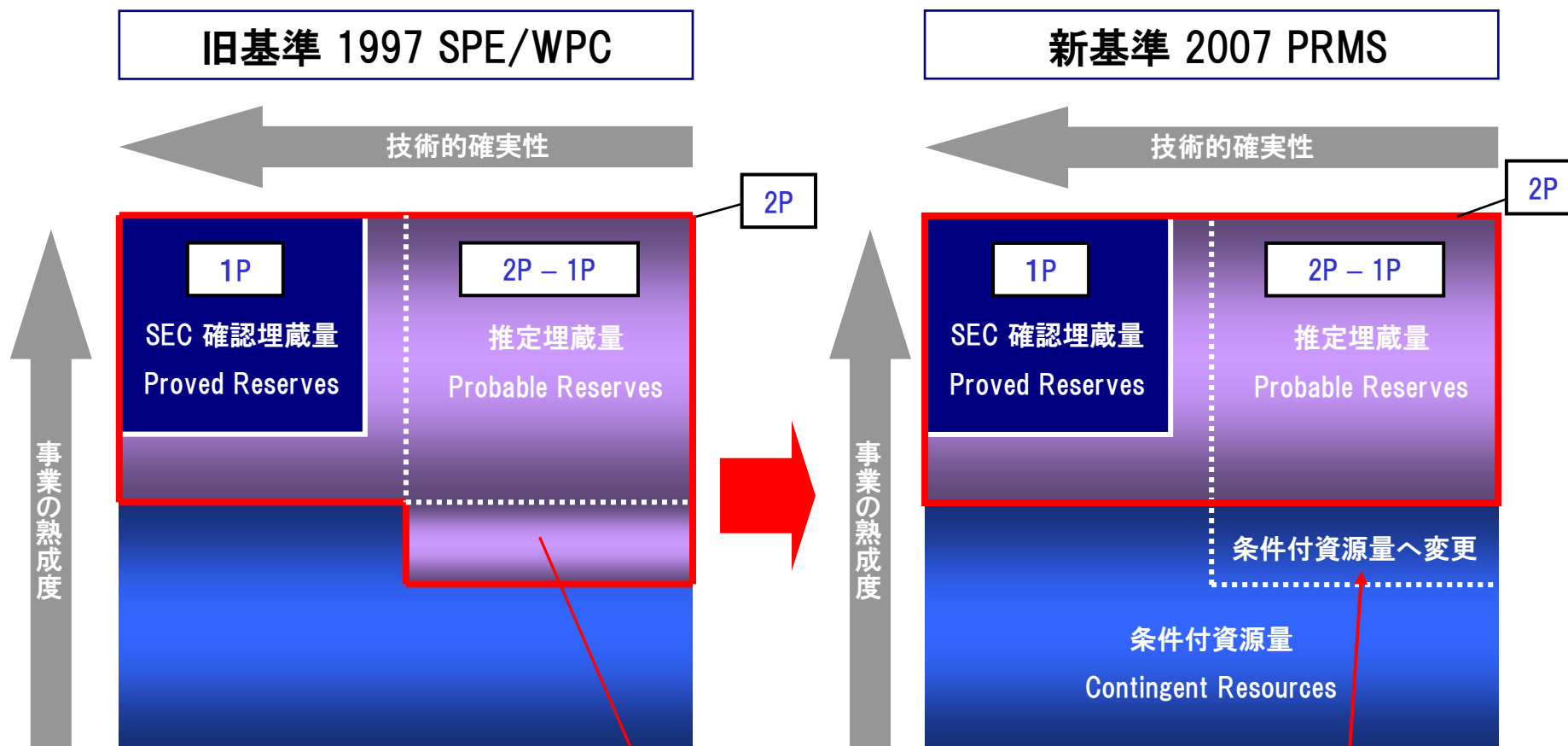
注: * SPE: Society of Petroleum Engineers

** WPC: World Petroleum Congress

*** AAPG: American Association of Petroleum Geologists

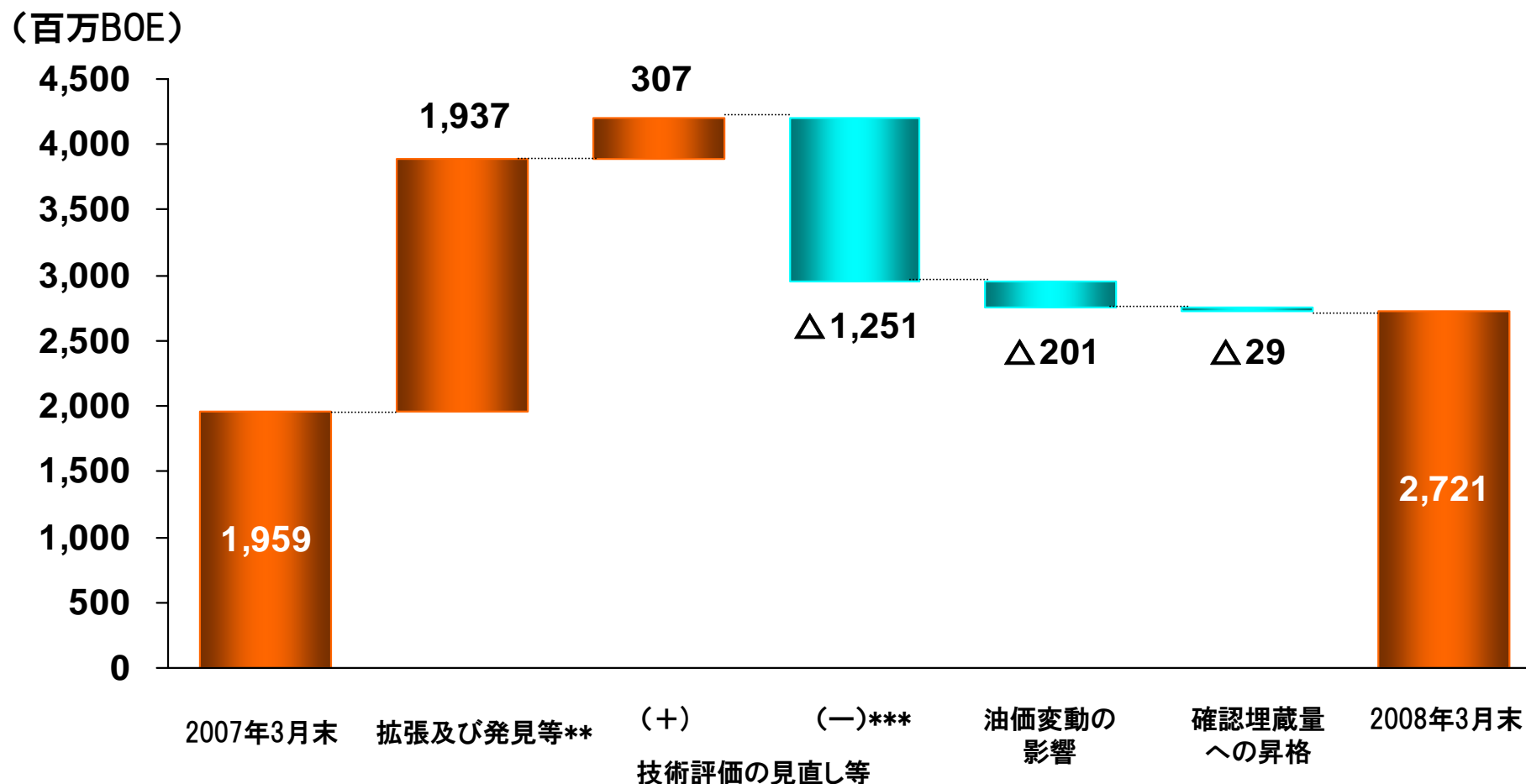
**** SPEE: Society of Petroleum Evaluation Engineers

SPE新基準 埋蔵量の分類



**旧基準の推定埋蔵量の一部が、
SPE新基準では条件付資源量に
分類変更**

推定埋蔵量*の推移の要因分析

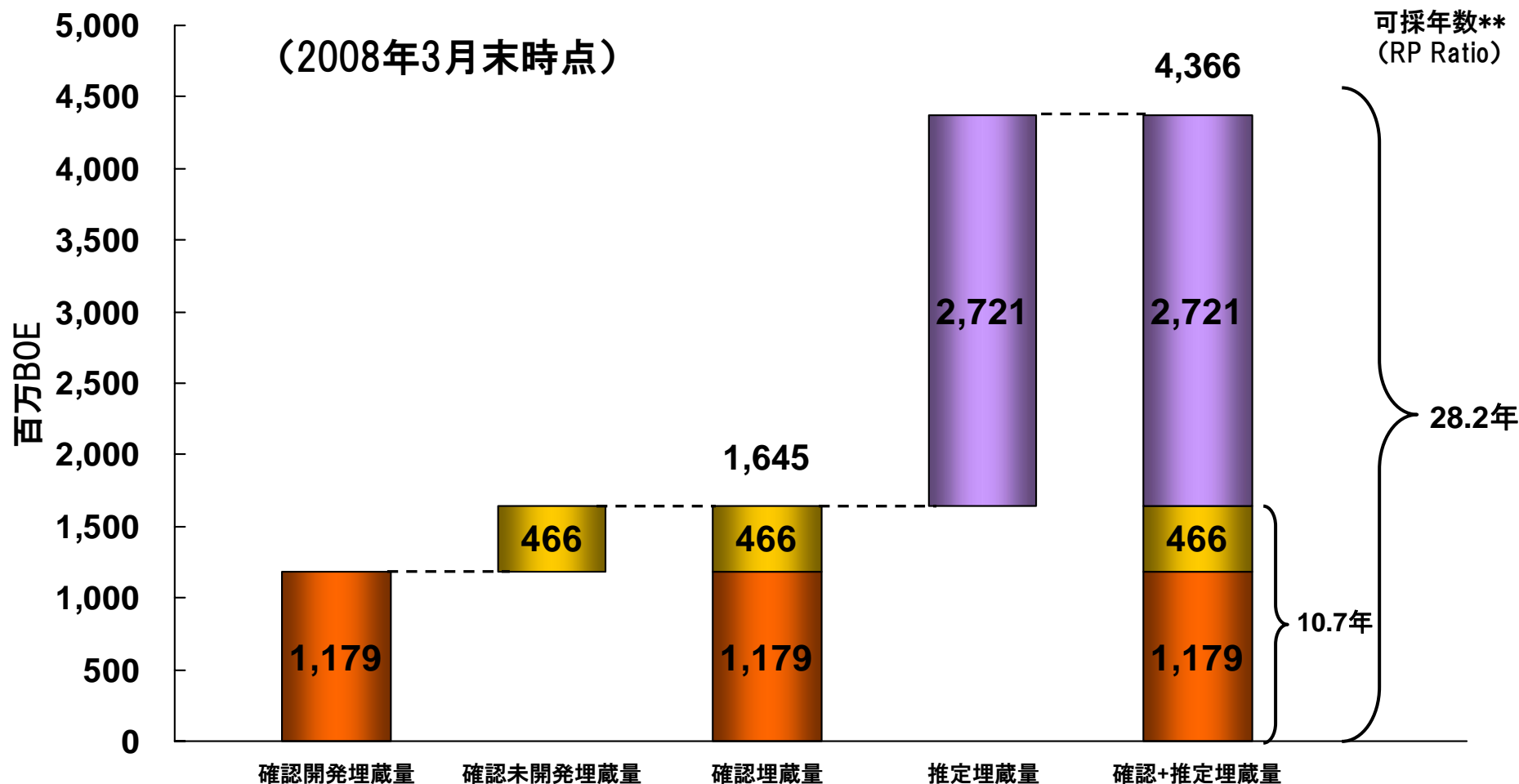


* 推定埋蔵量は、DeGolyer&MacNaughton社の埋蔵量評価鑑定書に基づくSPE(米国石油技術者協会)/WPC(世界石油会議)/AAPG(米国石油地質技術者協会)/SPEE(石油評価技術協会)の2007年3月に承認されたSPE-PRMS(新基準)に従った確認埋蔵量と推定埋蔵量の合計値から、SEC確認埋蔵量を差し引いた数値。ジョスリンオイルサンドプロジェクト(露天掘り)は、RYDER SCOTT社の評価に従った数値。持分法適用会社の持分を含む。

** 買収及び売却等を含む。オイルサンドプロジェクト(露天掘り)の埋蔵量の一部は、SPE-PRMSの確認埋蔵量に分類されるが、SEC基準の確認埋蔵量ではないため、推定埋蔵量に含めている。

*** 技術評価見直し(-)には、SPE-PRMS(新基準)への変更に伴う減少分1,190百万BOEを含む。

推定埋蔵量*によるアップサイド・ポテンシャル

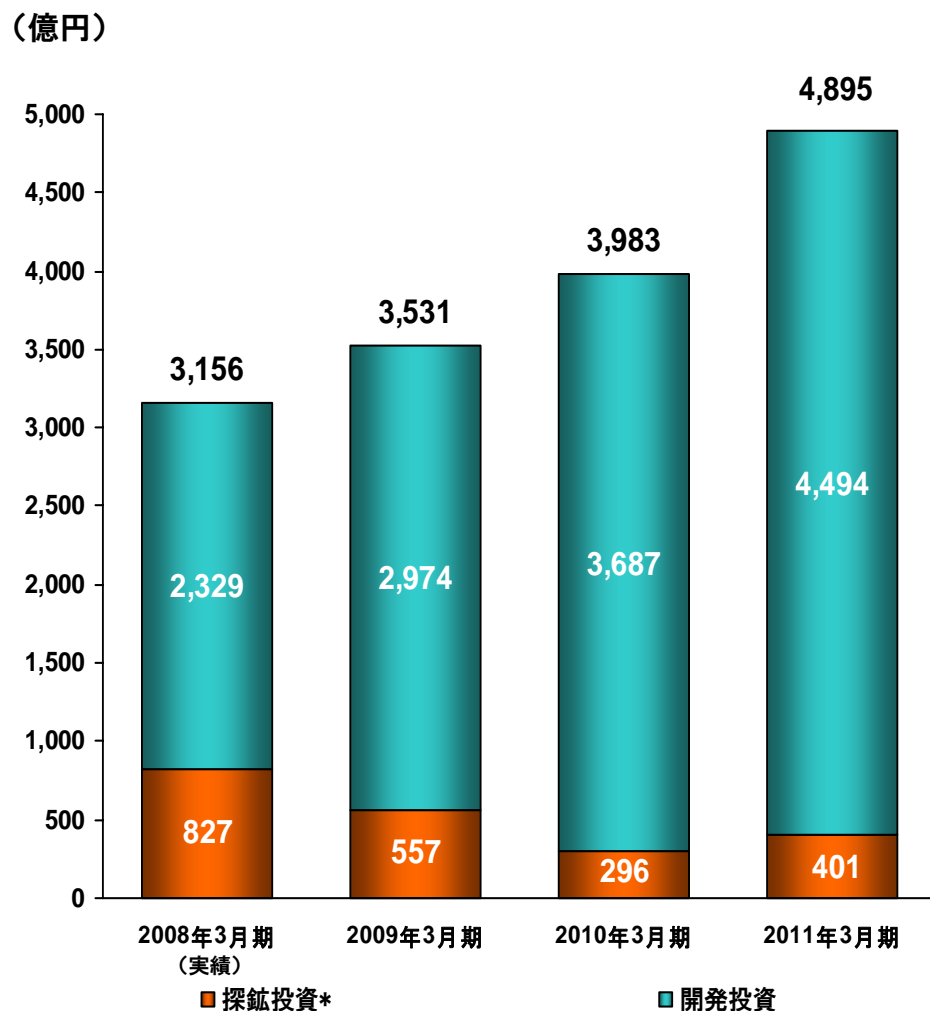


注: * 推定埋蔵量は、DeGolyer&MacNaughton社の埋蔵量評価鑑定書に基づくSPE(米国石油技術者協会)/WPC(世界石油会議)/AAPG(米国石油地質技術者協会)/SPEE(石油評価技術協会)の2007年3月に承認されたSPE-PRMS(新基準)に従った確認埋蔵量と推定埋蔵量の合計値から、SEC確認埋蔵量を差し引いた数値。ジョスリンオイルサンドプロジェクト(露天掘り)は、RYDER SCOTT社の評価に従った数値。持分法適用会社の持分を含む。

** 可採年数=2007年度末「確認埋蔵量」または「確認埋蔵量+推定埋蔵量」/2007年度生産量実績 (RP Ratio: Reserve Production Ratio)

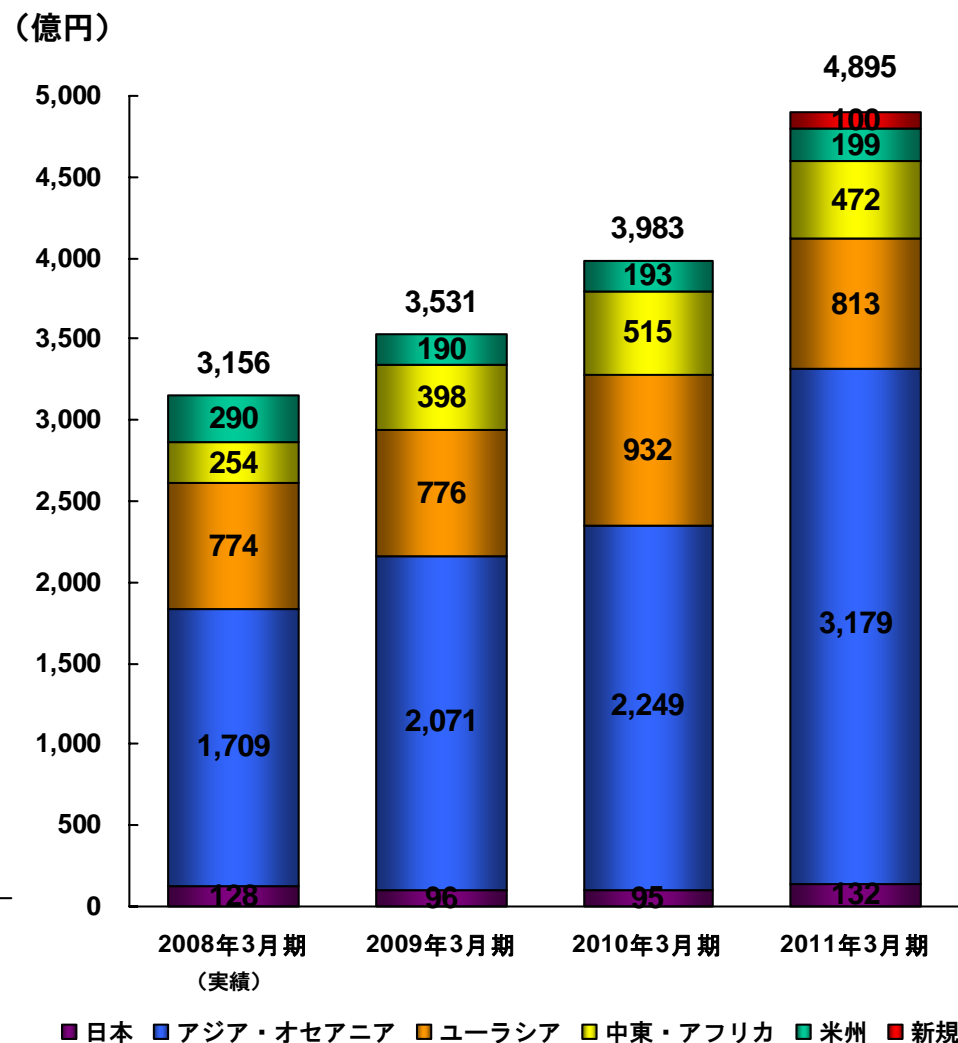
探鉱・開発投資計画

タイプ別



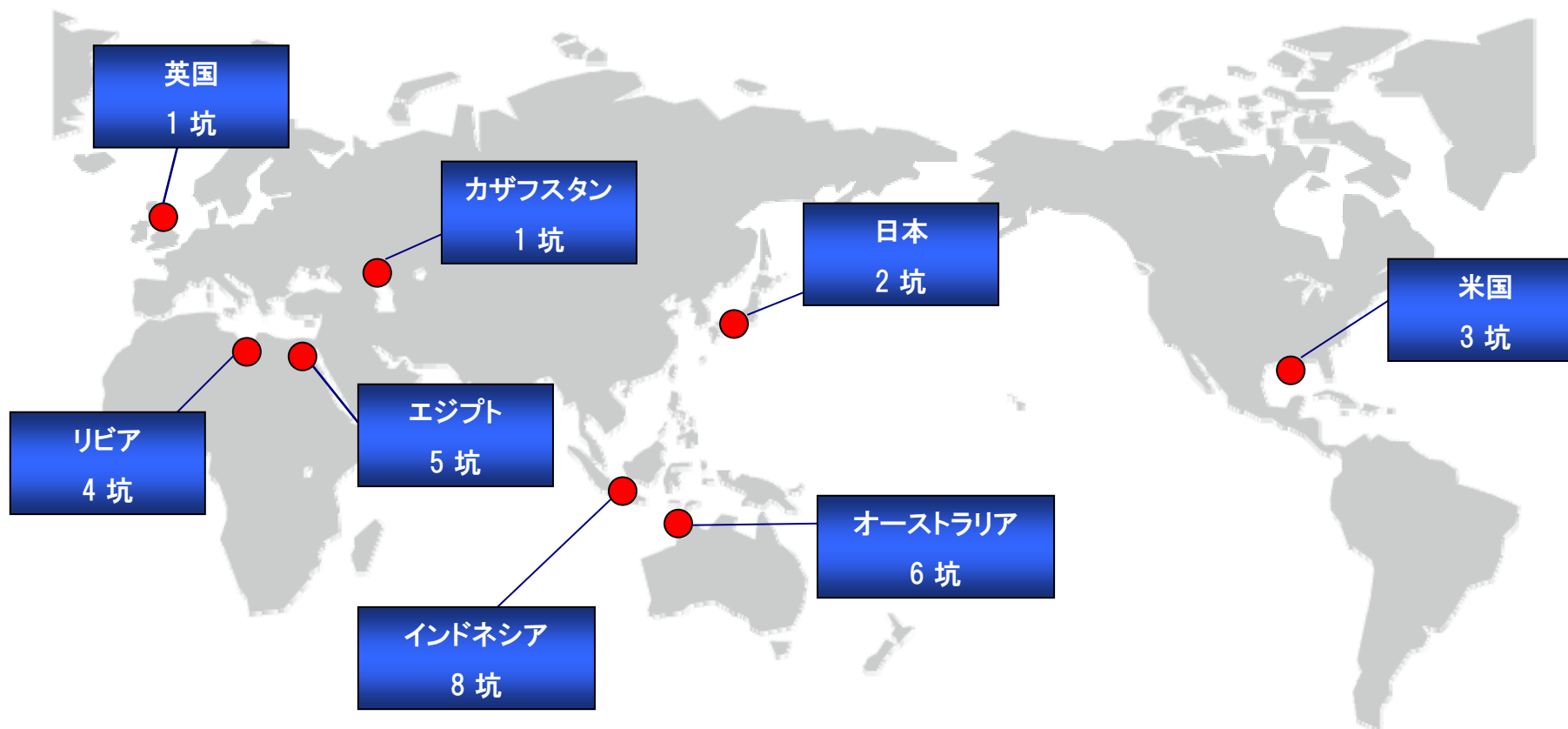
* 権益取得費を含む。

地域別

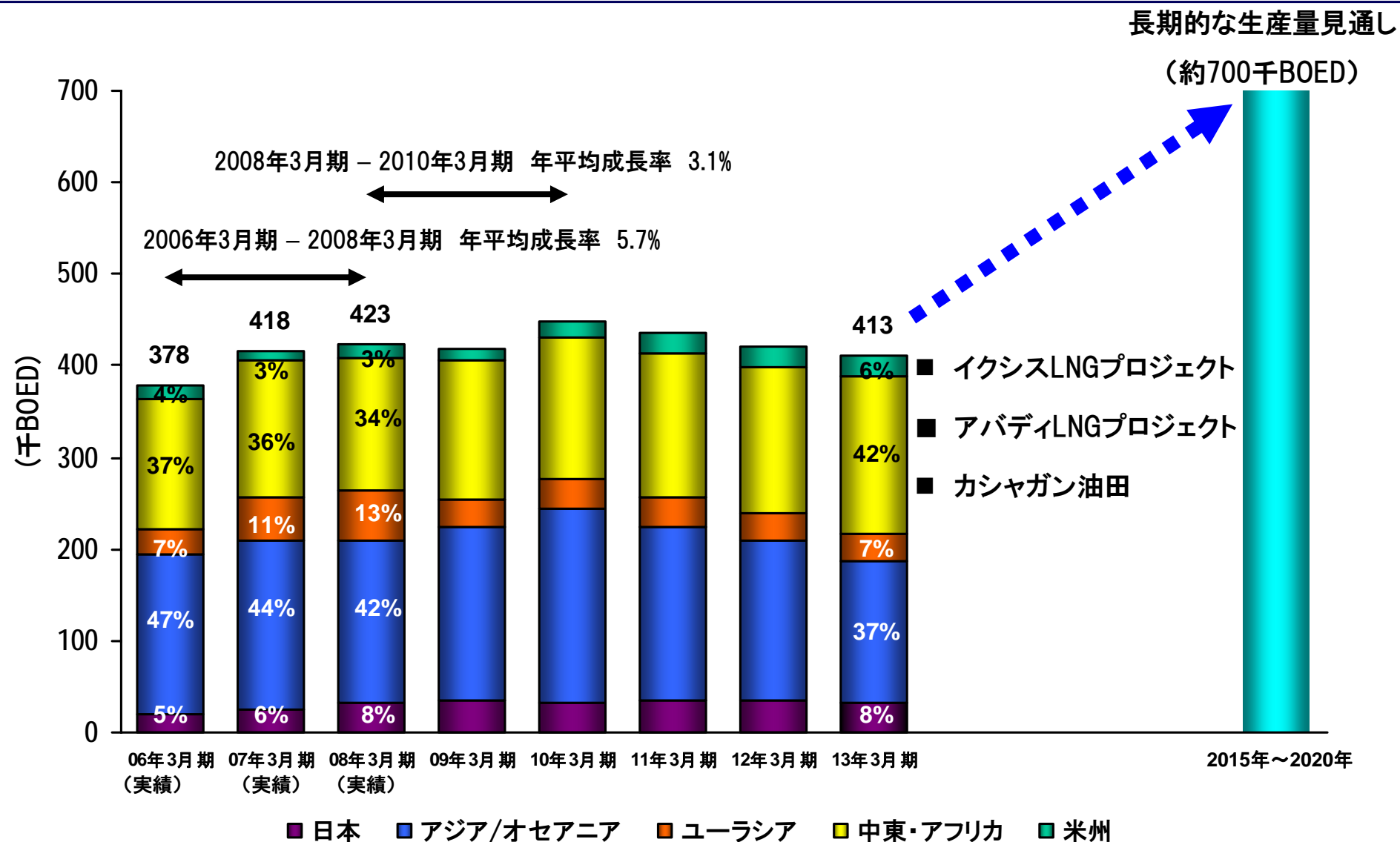


2008年度 探鉱計画

- 試探掘井 30坑（うちオペレーター 10坑）
- 地震探鉱 2D 2,588km 3D 2,184km²



生産量予測—地域別 (既存プロジェクトのみ)



注)油価は2009年3月期上期は90ドル、以降80ドルフラットを前提にネット生産量を試算。