

参考データ集

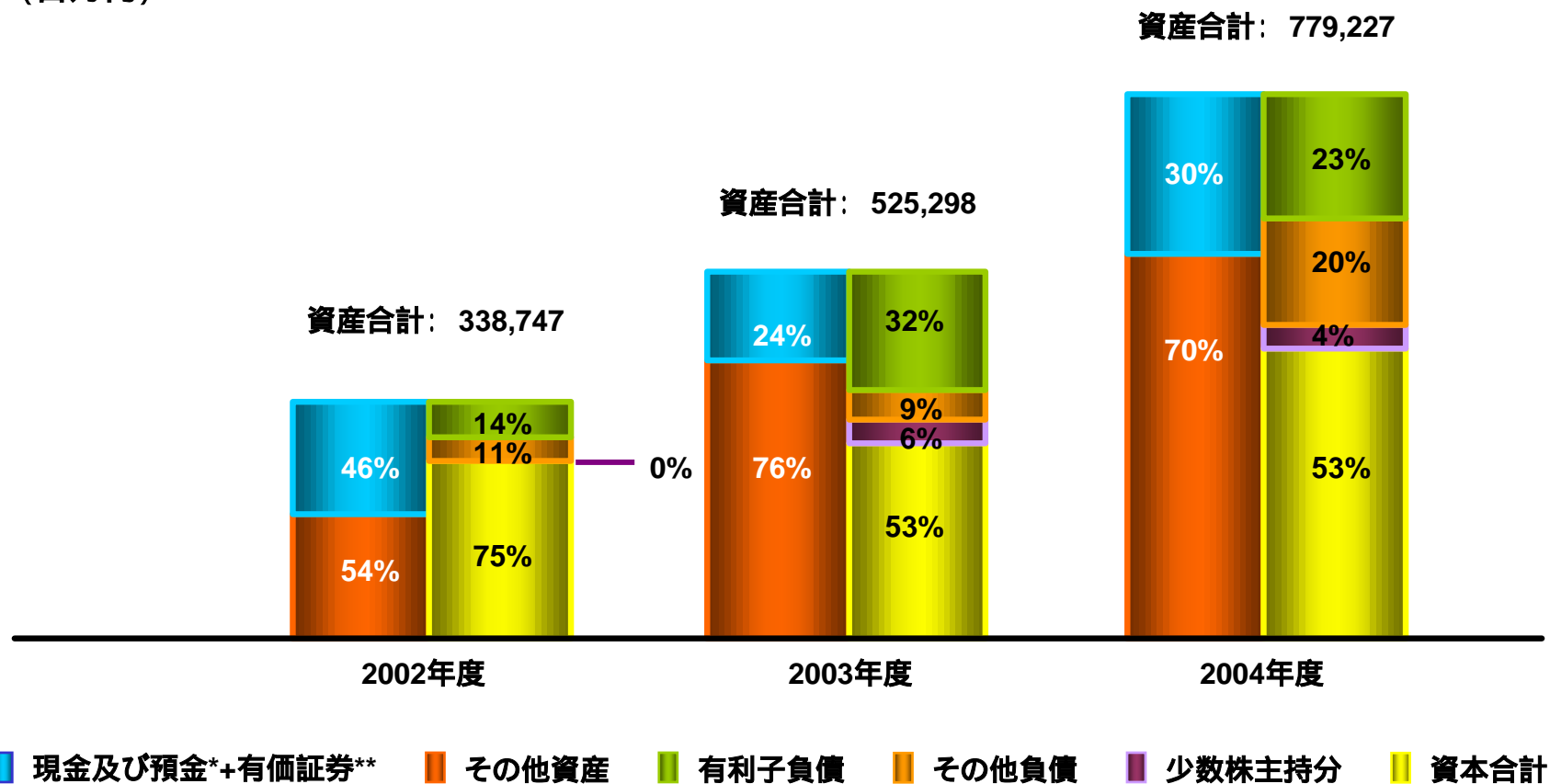
2004年度単体決算ハイライト

	2003年度	2004年度	増減	増減率
売上高(億円)	1,682	2,027	344	20.5%
営業利益(億円)	926	1,135	209	22.6%
経常利益(億円)	762	1,125	363	47.7%
当期純利益(億円)	283	507	224	79.1%
(1株当たり当期純利益(円))	(*15,986.65)	(26,717.47)	(10,730.82)	(67.1%)
配当額(億円)	58	76	17	30.3%
(1株あたりの配当額(円))	(*3,333)	(4,000)	(667)	(20.0%)

*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

連結貸借対照表概要

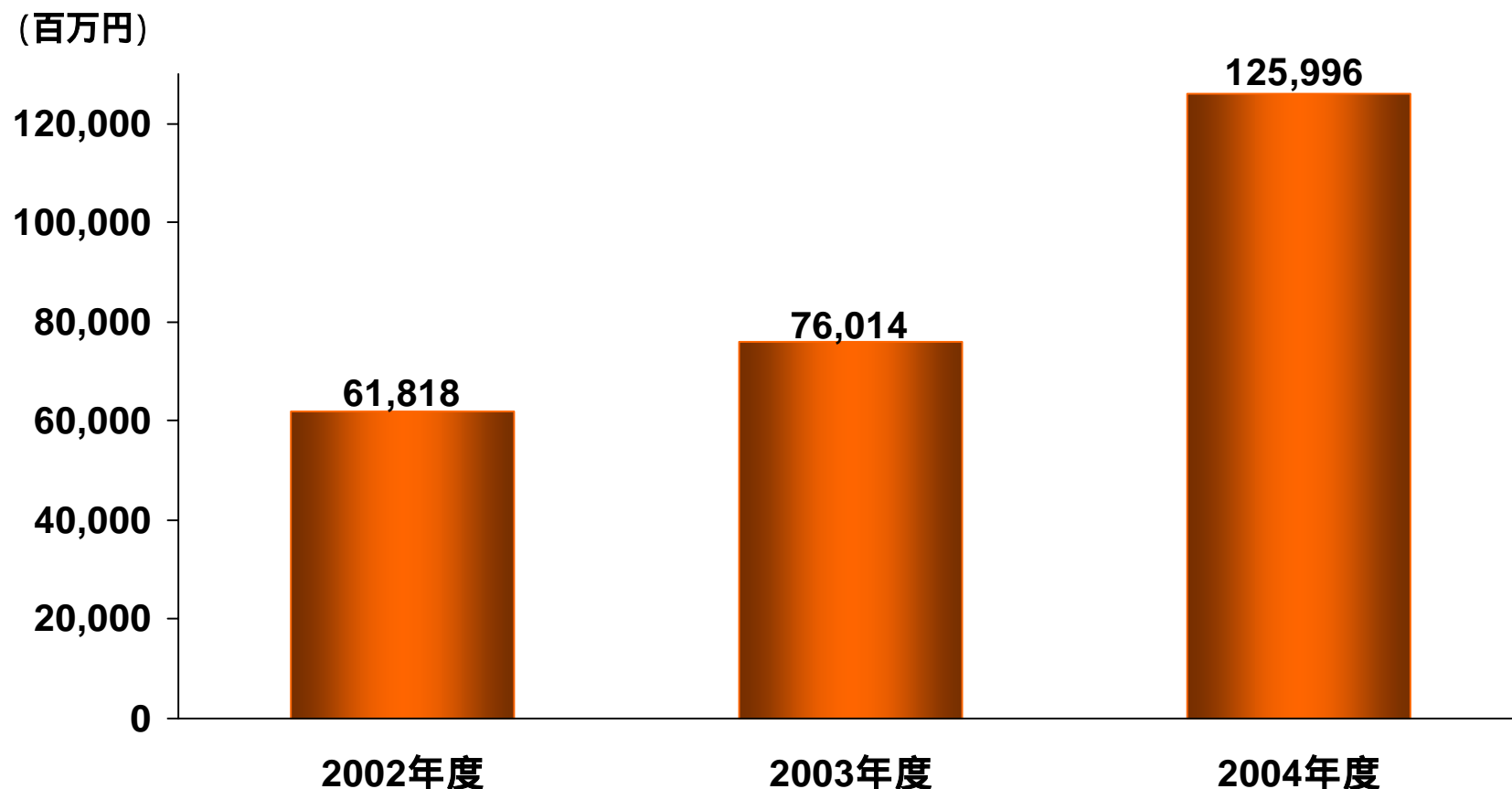
(百万円)



注: * 担保に供している定期預金が2003年度は9,140百万円、2004年度は8,200百万円含まれている。

** 国債・地方債・社債等(時価のあるもの)。

利払い・償却・探鉱費前利益(EBIDAX)*



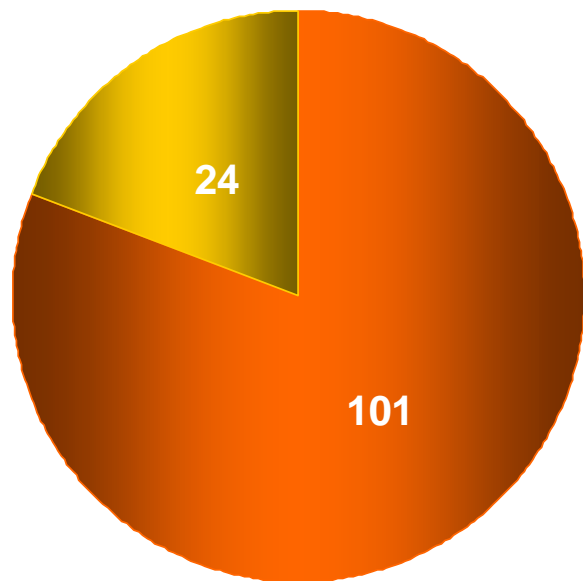
注：* 当期純利益+少数株主損益+法人税等調整額+(1-実効税率)×(支払利息-受取利息)+(減価償却費+生産物回収勘定(資本支出)の回収額)
+(探鉱費+生産物回収勘定引当金繰入額)+探鉱開発権償却+為替差損益。
当社のEBIDAXは、他社のEBIDAX又は同様の指標と直接比較できない可能性があります。

2004年度EBIDAXの計算詳細

	INPEX	出所	備考
当期純利益	76,493	P/L	
少数株主損益	468	P/L	
減価償却相当額	51,335		
減価償却費	12,960	C/F	コンセッション契約及び販管費に係る減価償却費
生産物回収勘定(資本支出)の 回収額	38,375	C/F	PS契約に係る減価償却費
探鉱費相当額	2,991		
探鉱費	2,473	P/L	コンセッション契約に係る探鉱費
生産物回収勘定引当金繰入額	518	P/L	PS契約に係る探鉱費
重要な非現金項目	5,272		
法人税等調整額	4,798	P/L	
為替差損益	474	C/F	
探鉱開発権償却	1,606	P/L	探鉱中資産の取得に係る現金拠出
税引後ネット支払利息	689	P/L	税引後の支払利息 - 受取利息
EBIDAX	125,996		

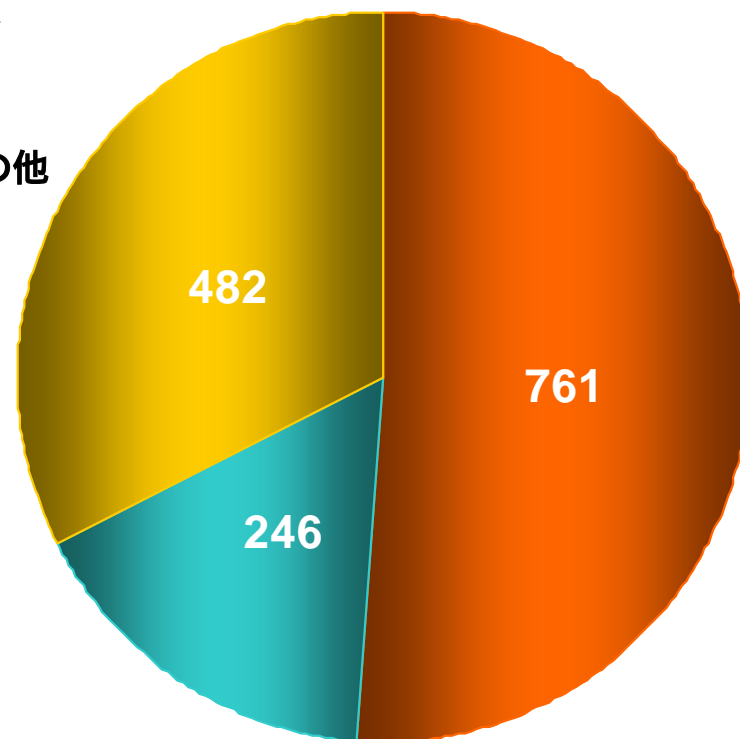
2005年度 投資計画

探鉱投資



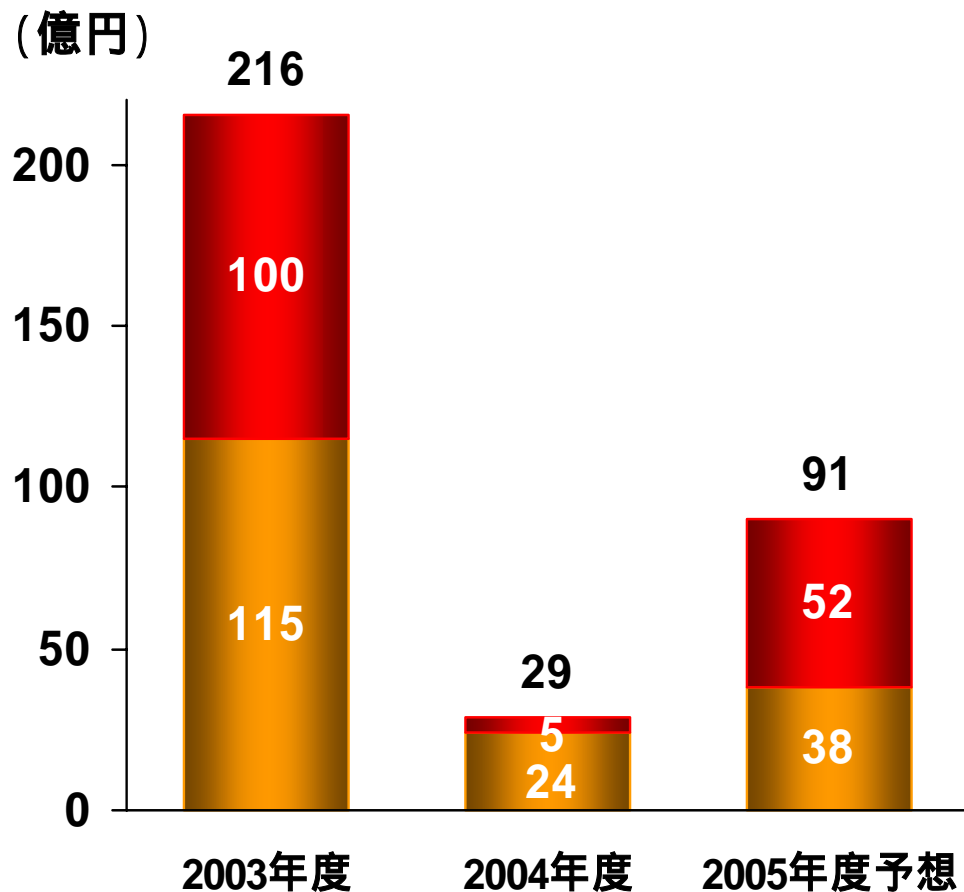
探鉱投資: 126億円

開発投資



開発投資: 1,490億円

探鉱費相当額予想



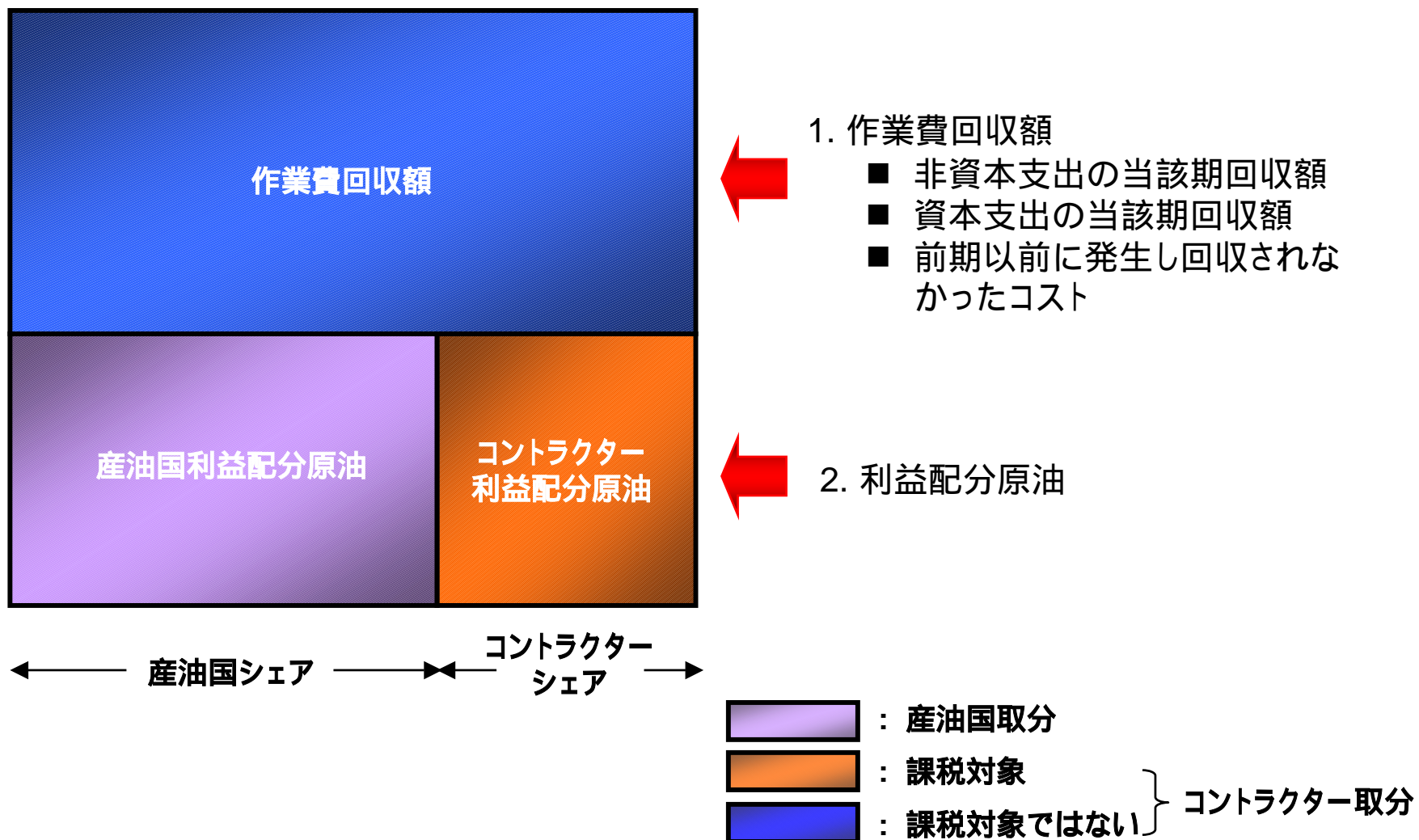
- PS契約の生産物回収勘定引当金繰入額
- コンセッション契約の探鉱費

- 左の棒グラフは探鉱投資のうち、費用計上したもの
- 2003年度の主な探鉱費相当額は、豪州ブラウズ鉱区における掘削作業（探鉱費）と北カスピ海における探鉱作業費（生産物回収勘定引当金繰入額）による。
- 2004年度は、当社オペレータープロジェクトであるブラウズ・マセラ共に掘削作業を実施しなかったこと、北カスピ海プロジェクトにおいて、産油国政府開発承認に伴い、同プロジェクトに対する追加引当金計上の必要がなくなったことから、探鉱費相当額は、前期比で大幅減少。
- 2005年度は、マセラプロジェクトで、掘削作業を計画していることから、前期比で増加。

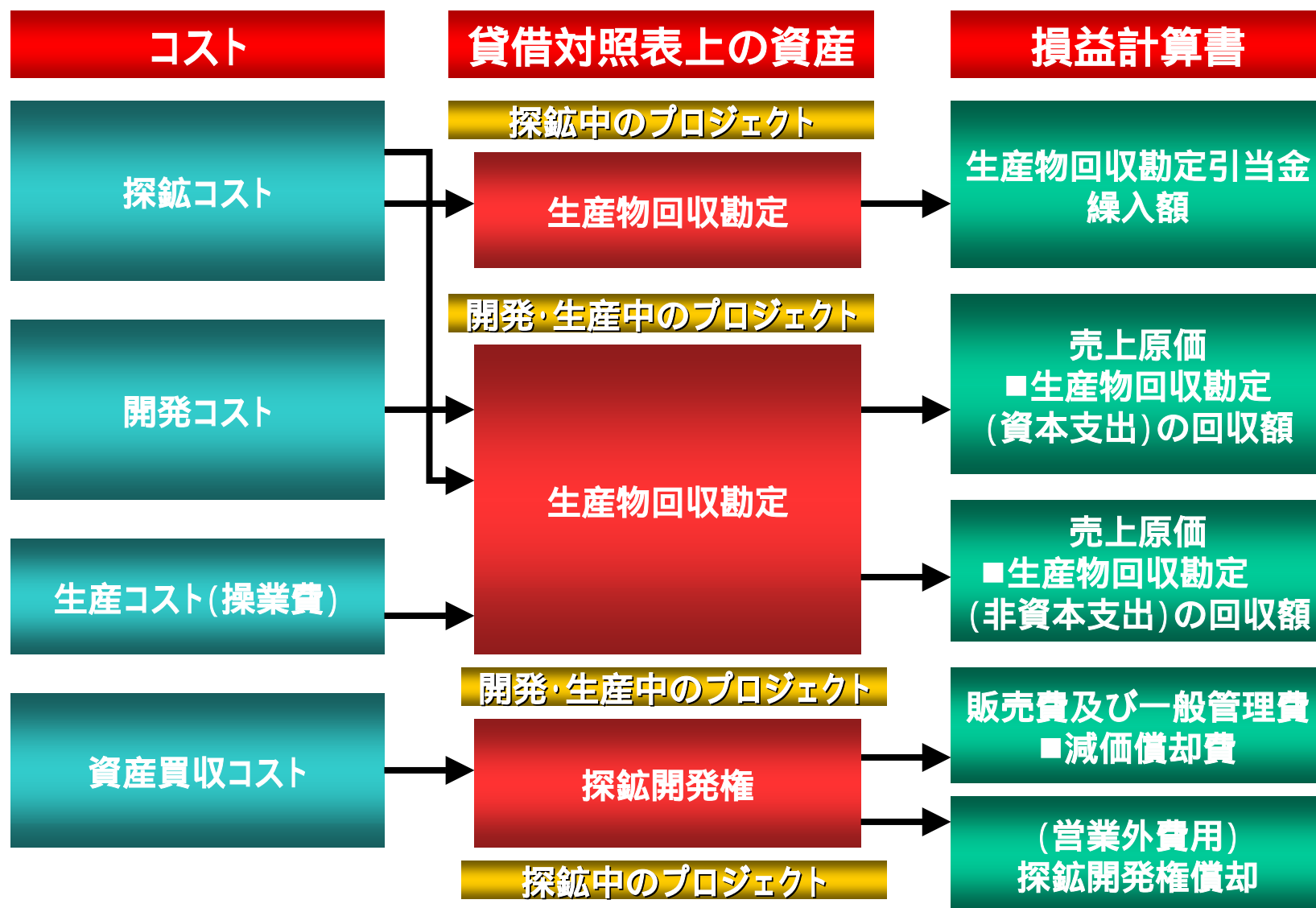
主な石油契約の概要

鉱区	国・地域	石油契約
マハカム沖 / アタカユニット	インドネシア	PS契約
南ナトゥナ海B	インドネシア	PS契約
ベラウ(タンゲー)	インドネシア	PS契約
マセラ(アバディ)	インドネシア	PS契約
JPDA03-12(バユ・ウンダン)	チモール海共同石油開発地域	PS契約
WA-10-L(グリフィン油田群)	オーストラリア	コンセッション契約
WA-285-P(イクシス)	オーストラリア	コンセッション契約
北カスピ海沖合(カシャガン他)	カザフスタン	PS契約
ACG油田	アゼルバイジャン	PS契約
ウムシャイフ / ローワーザムク / アッパーザクム油田等	アラブ首長国連邦	コンセッション契約
アザデガン油田	イラン	サービス契約

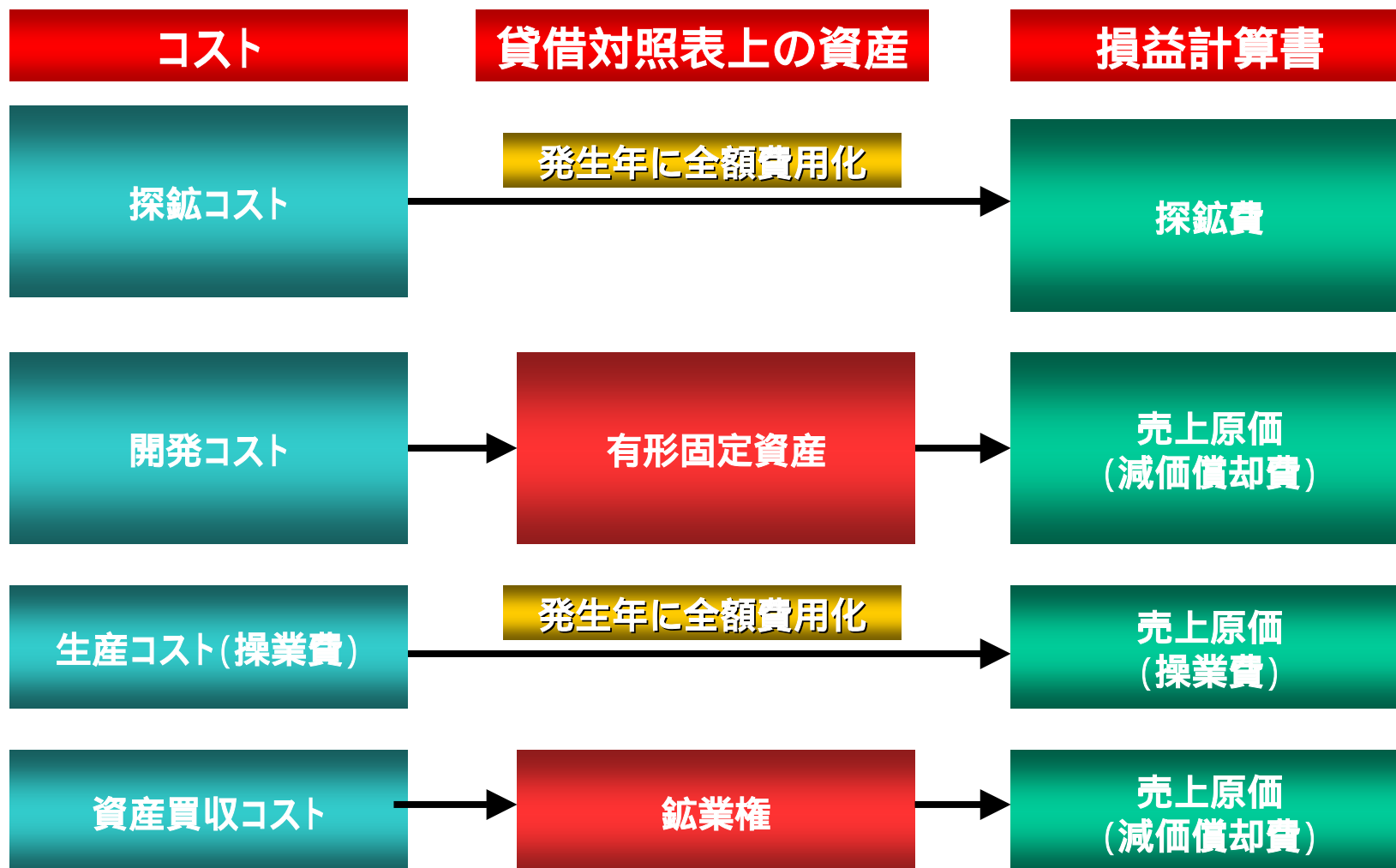
生産分与契約



生産分与契約に係る会計処理



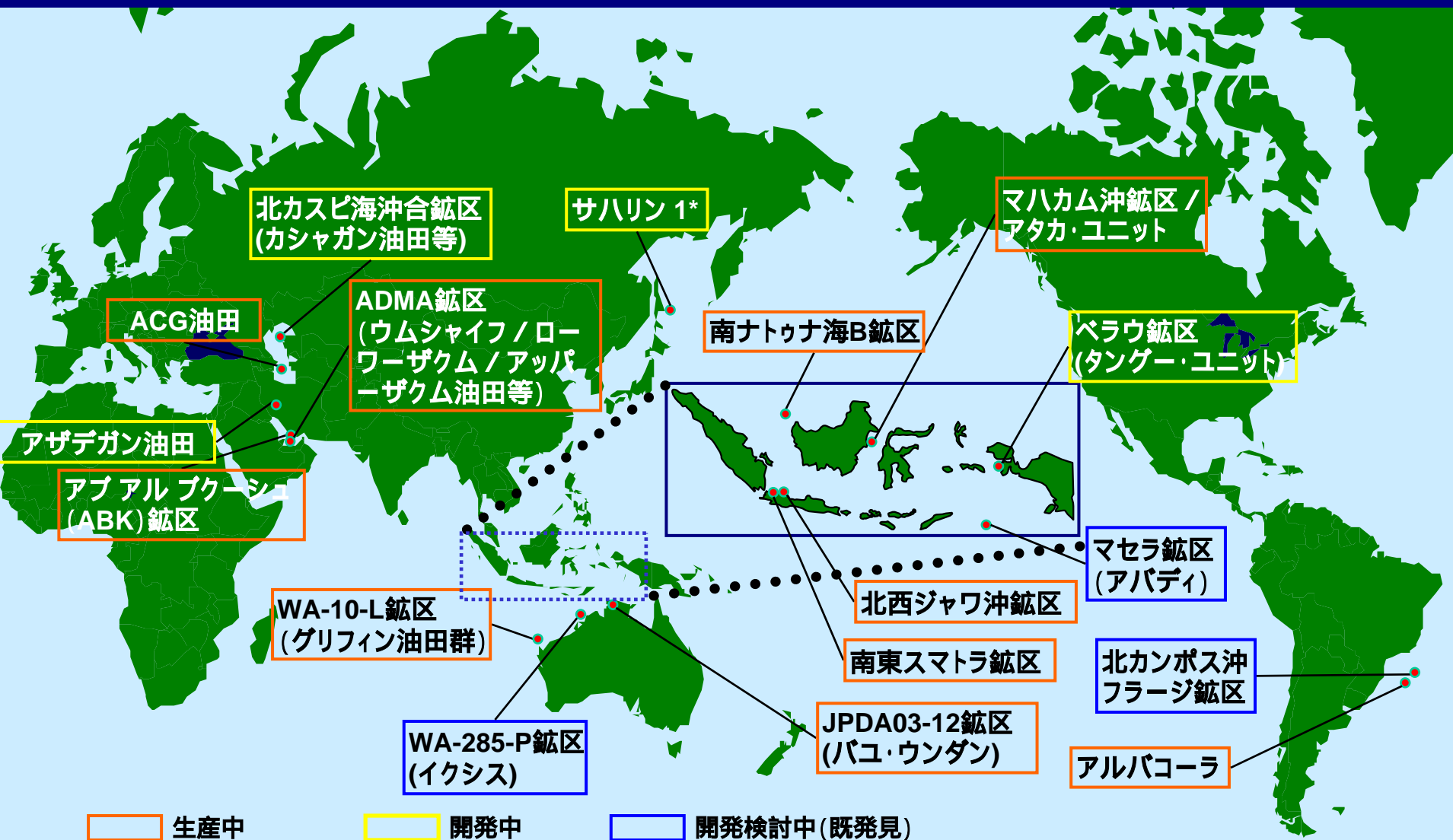
コンセッション契約に係る会計処理



JODCOの財務条件変更

- 2004年1月から上部ザクム油田の税金等の財務条件の優遇措置は段階的に廃止
- 2006年1月からは完全に廃止
- 優遇措置の段階的な廃止による今期業績への影響は、前期と同様の優遇措置を受けていた場合に比べ、売上高は影響を受けませんが、当期純利益は減少
- 5油田のうち、ウムシャイフ/下部ザクム油田は、参加当時より優遇措置を受けていない
- ウムアダルク・サター油田は変更なく、油価に連動し、売上高・当期純利益が変動

主なプロジェクトの地理的位置



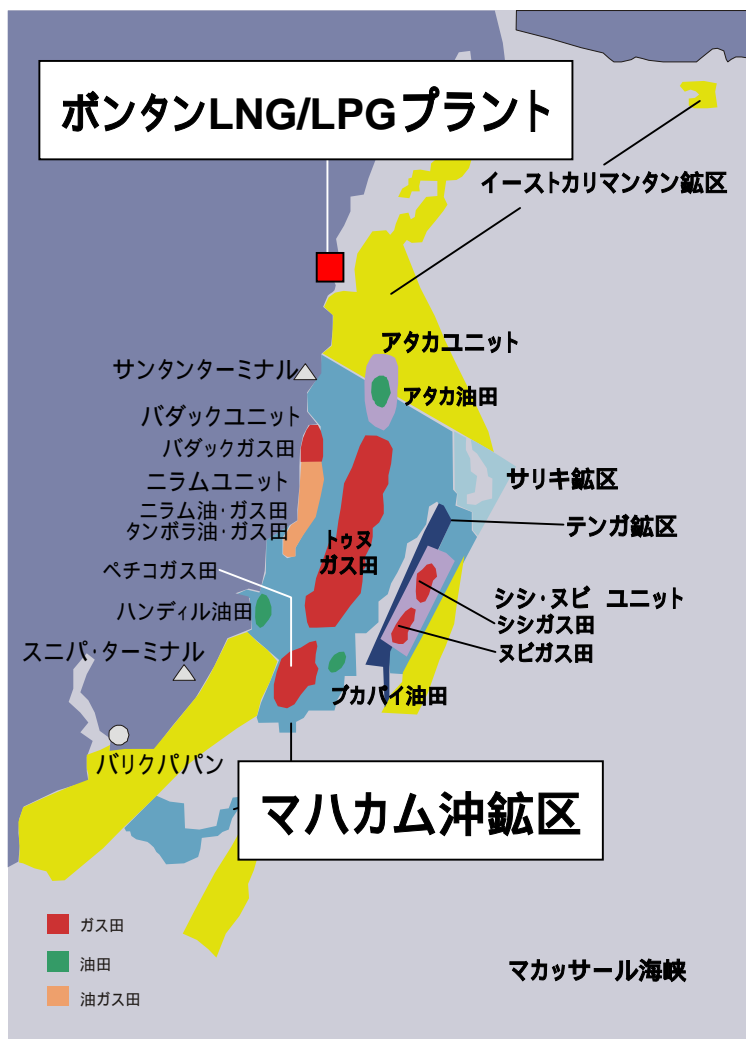
注: * 現在、石油公団が保有するサハリン石油ガス開発の株式取得に向けて協議中。

INPEXグループの主要出資先会社

会社名	鉱区名又はプロジェクト名	国名	INPEX出資比率	ステージ
東南アジア/オセアニア				
国際石油開発 (INPEX)	マハカム沖鉱区	インドネシア		生産中
ナトゥナ石油	南ナトゥナ海B鉱区	インドネシア	100%	生産中
MI Berau B.V.	ベラウ鉱区(タンゲーLNG)	インドネシア	44%	開発中
インベックスマセラアラフラ海石油	マセラ鉱区(アバディ)*	インドネシア	50%	開発検討中
サウル石油	バユ・ウンダン	チモール海	100%	生産中
共同石油開発地域				
インベックス西豪州ブラウズ石油	WA-285-P鉱区(イクシス)*	オーストラリア	100%	開発検討中
中東				
ジャパン石油開発	ADMA鉱区(ウムシャイフ/ロ-ワー・アッパ-ザクム油田等)	アラブ首長国連邦	100%	生産中
アザデガン石油開発	アザデガン油田*	イラン	100%	開発中
カスピ海沿岸・その他				
インベックス南西カスピ海石油	ACG油田	アゼルバイジャン	51%	生産中
インベックス北カスピ海石油	カシャガン油田	カザフスタン	45%	開発中

注：* INPEXグループがオペレーター。

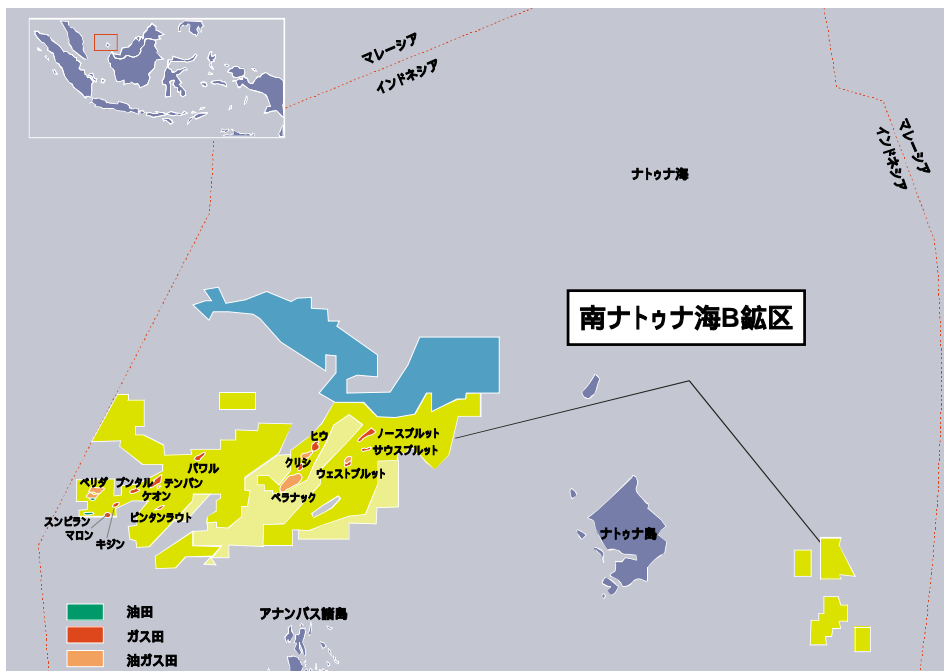
マハカム沖鉱区 国際石油開発 (INPEX)



注: * 全鉱区ベース、2005年3月平均

- 当社の権益比率: 50%
- 生産量*
 - 原油: 日量約6万5千バレル
 - 天然ガス: 日量約27億立方フィート
- 契約期間: 2017年まで
- ボンタンLNG基地へのガス安定供給を目的として開発作業を継続
 - トゥヌ / ペチコ油・ガス田の段階的開発
 - タンボラ油・ガス田の追加開発
 - シシ / ヌビ ガス田の開発

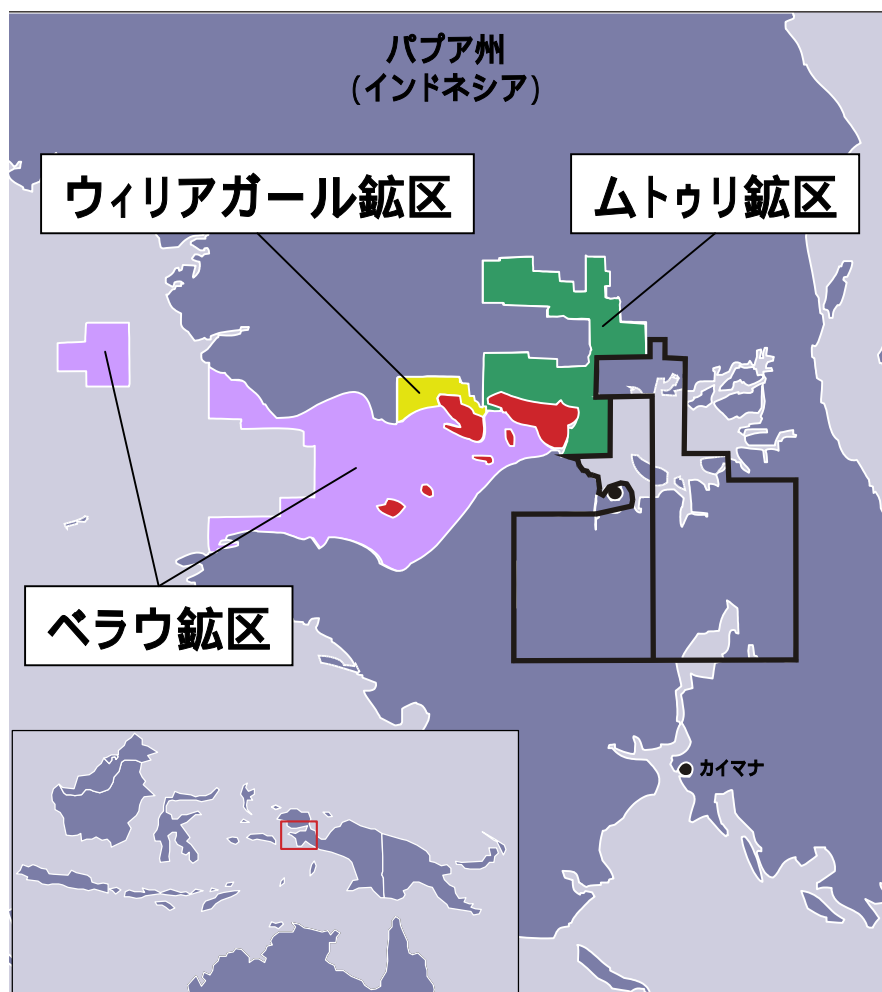
南ナトゥナ海B鉱区 ナトゥナ石油



- 当社権益比率: 35.0%
- 生産量* :
 - 原油: 日量約5万4千バレル
 - 天然ガス: 日量約3億8千万立方フィート
- 契約期間: 2028年まで
- SembCorp社(シンガポール)と2001年より22年間、Petronas(マレーシア)と2002年より20年間の天然ガス販売契約締結
- 2004年12月ベラナック油ガス田生産開始
- ヒウガス田は2006年、クリシ油ガス田は2007年生産開始予定

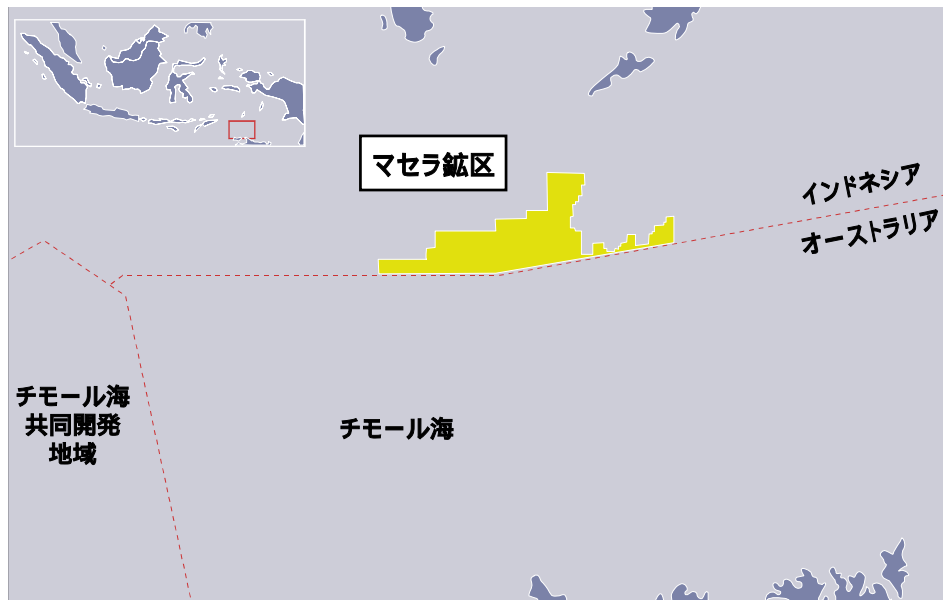
注: * 全鉱区ベース,2005年3月平均。

ベラウ鉱区 (タンゲーLNGプロジェクト) MI Berau B.V.



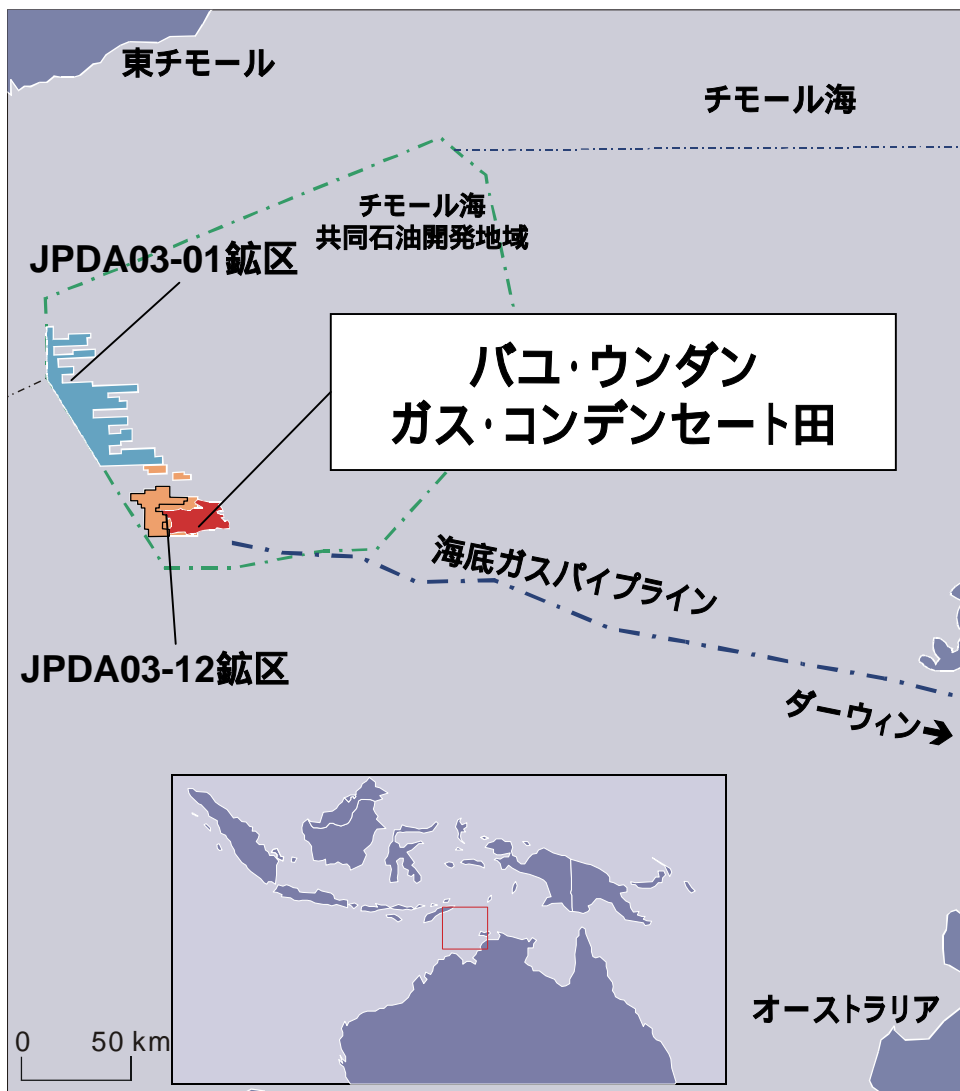
- MI Berau: 三菱商事とのJV
- MI Berauの権益比率
 - ベラウ鉱区: 22.9%(タンゲー・ユニット: 16.3%)
- 契約期間: 2035年まで
- インドネシア政府より、開発計画、生産分与契約の延長についての承認取得
- LNGプラントは2008年後半生産開始予定
 - 年間760万トンのLNGを生産する計画
 - 中国福建省向けLNG長期販売契約を締結
 - 韓国POSCO社及びK-Power社とLNG販売契約を締結
 - 米国Sempra Energy社とLNG販売契約を締結

マセラ鉱区(アバディ) インペックスマセラアラフラ海石油



- 当社権益比率: 100.0%
- オペレーター: 当社
- 契約期間:
 - 探鉱期間10年間(2008年まで)
 - 開発・生産期間30年間(2028年まで)
- 2000年、試掘井アバディ1号にて天然ガスを発見
- 2002年に評価井2坑を掘削、アバディ構造が大規模ガス田であることを確認
- 更なる評価井掘削を予定。

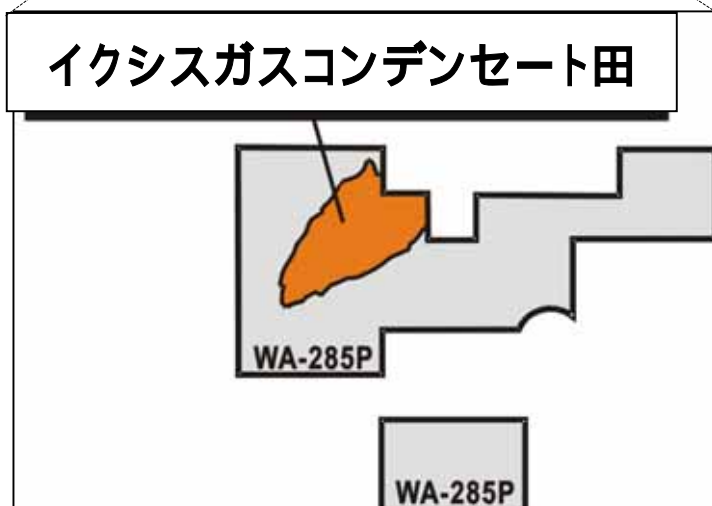
バユ・ウンダン サウル石油



- 当社権益比率: 10.53%
- 生産量*:
 - 原油・コンデンセート: 日量約6万7千バレル
 - LPG: 日量約2万9千バレル
- 契約期間: 2022年まで
- コンデンセート及びLPGの生産を目的としたフェーズ1開発作業については、2004年2月にコンデンセート、4月にLPG生産開始
- フェーズ2はLNGプロジェクト(2006年販売開始)
 - 東京電力/東京ガスとLNG長期販売(年間300万トン、17年間)に係る基本合意書締結

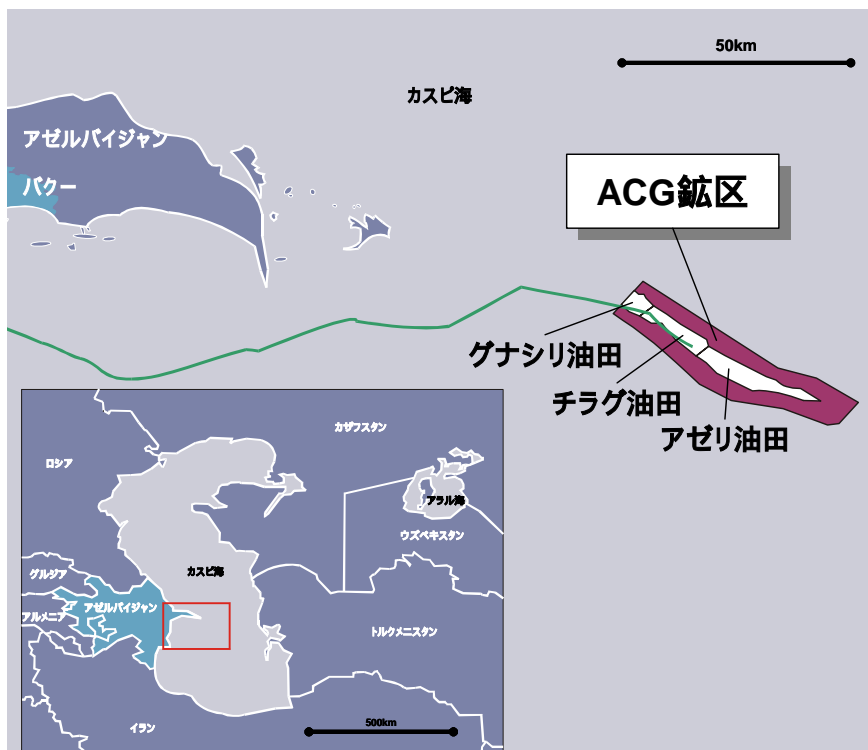
注: * JPDA03-12(エラン・カカトゥアを含む)全鉱区ベース、2005年3月平均

WA-285-P鉦区(イクシス) インペックス西豪州ブラウズ石油



- 当社権益比率: 100.0%
- オペレーター: 当社
- 契約期間:
 - 探鉦期間 2009年9月まで
 - 生産期間 生産ライセンス付与から21年
- 第1次掘削キャンペーン3坑(2000 - 2001)により大規模天然ガス・コンデンセート田を発見、イクシス構造と命名
- 第2次掘削キャンペーン3坑(2003 - 2004)により本構造全体に天然ガス・コンデンセート層が連続して分布することを確認
- 2010年乃至それ以降の生産開始を目標に事業化検討作業を実施中

ACG油田 インペックス南西カスピ海石油

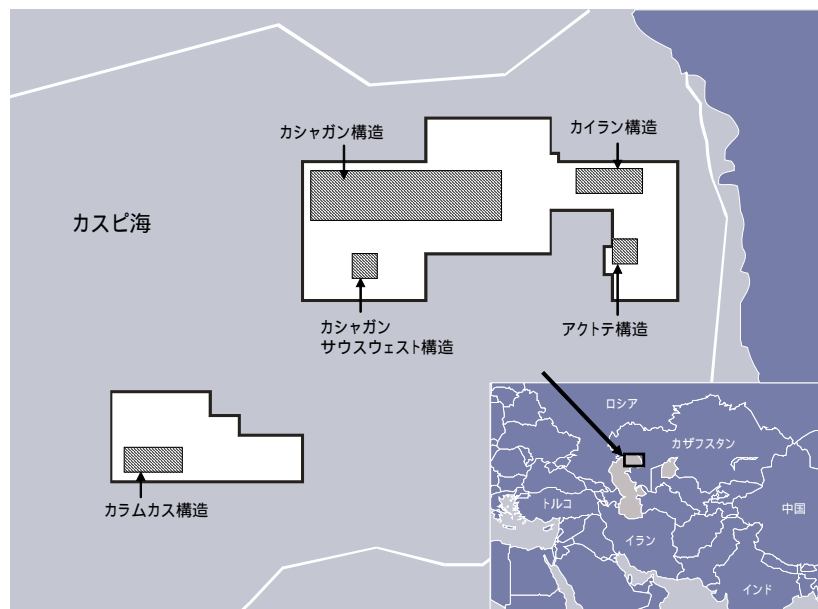


- 当社権益比率: 10.0%
- 生産量*: 日量約21万4千バレル
- 契約期間: 2024年まで
- チラグ油田で早期原油生産を実施中
 - BTCパイプラインが2005年完成予定
- 段階的に日量100万バレルまでの増産を計画
 - フェーズ1(アゼリ中央部開発)
2005年2月より順次生産開始
 - フェーズ2開発(アゼリ西部・東部)
2006年生産開始予定
 - フェーズ3開発(グナシリ深海部 / チラグ西部)2008年生産開始予定

注: * 全鉱区ベース、2005年3月平均。

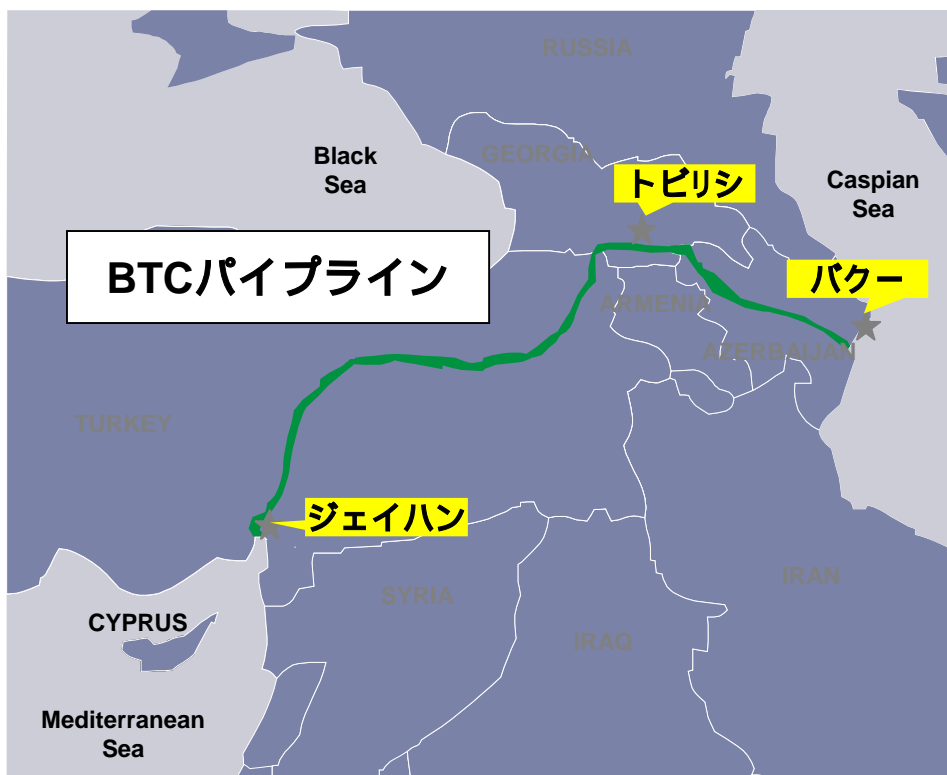
カシャガン油田他 インペックス北カスピ海石油

北カスピ海沖合鉦区



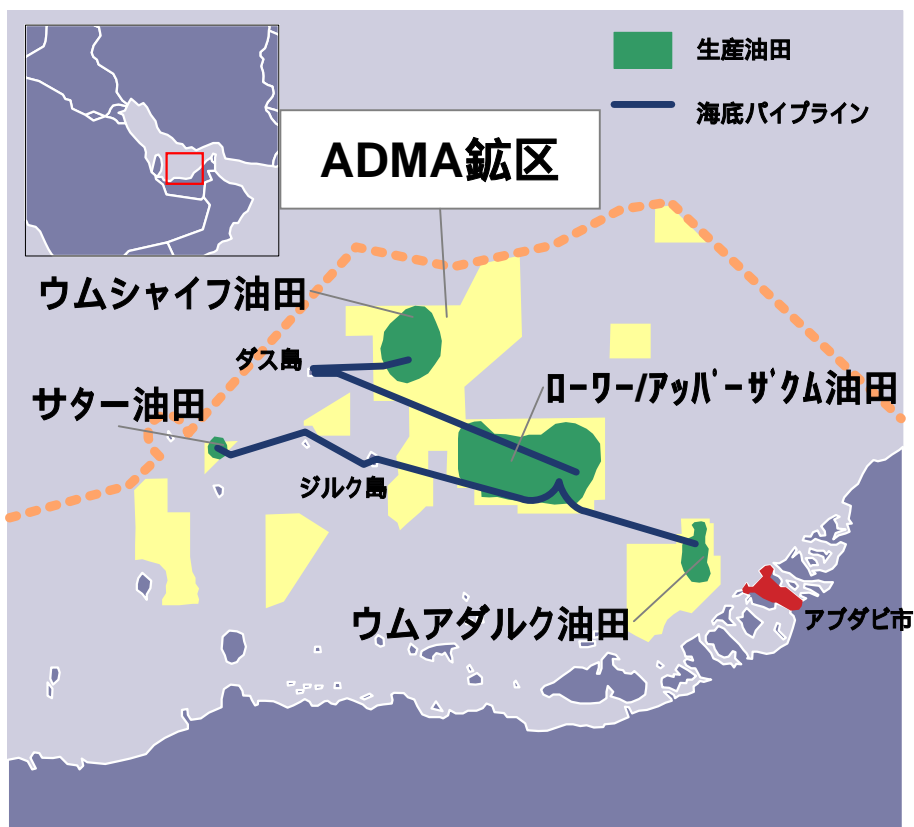
- 当社権益比率: 8.33%
- 契約期間: 2021年末まで
- 2000年6月カシャガンにおいて原油発見、2004年4月までに試・探掘井7坑で原油を確認
- カシャガン油田以外にもカラムカス/アクトテ/カイルン/南西カシャガンの4構造にて炭化水素の存在を確認
- 2004年2月カシャガン開発計画のカザフスタン政府承認
 - 2008年に日量7万5千バレルで生産開始を予定、その後開発地域を広げ段階的に日量120万バレルまでの増産を計画

BTC (BakuTbilisiCeyhan) パイプラインプロジェクト INPEX BTC Pipeline, Ltd.



- 当社権益比率:2.5%
- 2002年10月に操業会社BTC Co.の発行済み株式をINPEX BTC Pipeline, Ltd.を通じて取得
- 将来カスピ海で生産される原油の搬出路確保を目的として参画
- 2004年2月、パイプライン建設の資金調達を目的とするプロジェクトファイナンス契約調印
 - 現在パイプライン建設作業を実施中
 - パイプラインの稼動開始は2005年下期を予定

ADMA鉦区 ジャパン石油開発



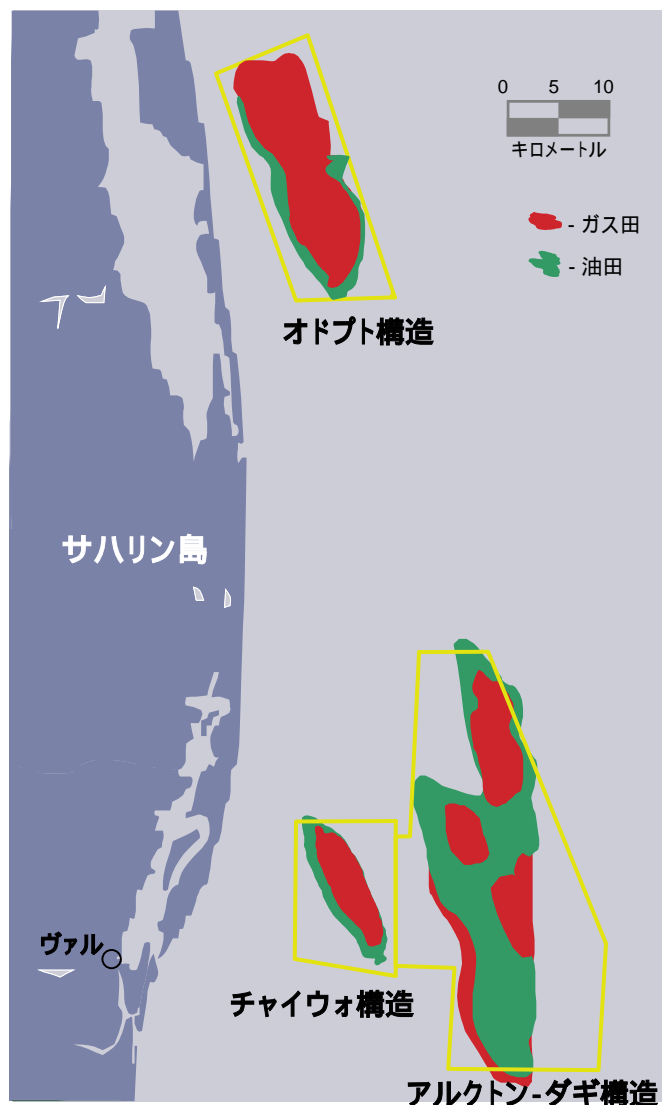
- ウムシャイフ/ローワーザクム
 - 当社権益比率: 12.0%
- アッパーザクム/ウムアダルク/サター
 - 当社権益比率:
アッパーザクム/ウムアダルク
12.0%
 - サター
40.0%
- 契約期間: 2018年まで
- 生産量維持・拡大のため開発作業を継続中
 - 主要3油田(ウムシャイフ、ローワーザクム/アッパーザクム)で水圧入を実施
 - ウムシャイフでガス圧入を実施

アザデガン油田



- 当社の権益比率: 75.0%
- 生産量*: 日量約150,000バレル(開発第1段階)
- 当社はオペレーターとして参画
- 油田開発プロジェクトは2段階
 - 開発第1段階として2008年に日量15万バレルの生産を達成を目標とする
 - 開発第2段階へ移行した場合、2012年に日量11万バレルの追加生産、合計日量26万バレルの生産に達する見込み。

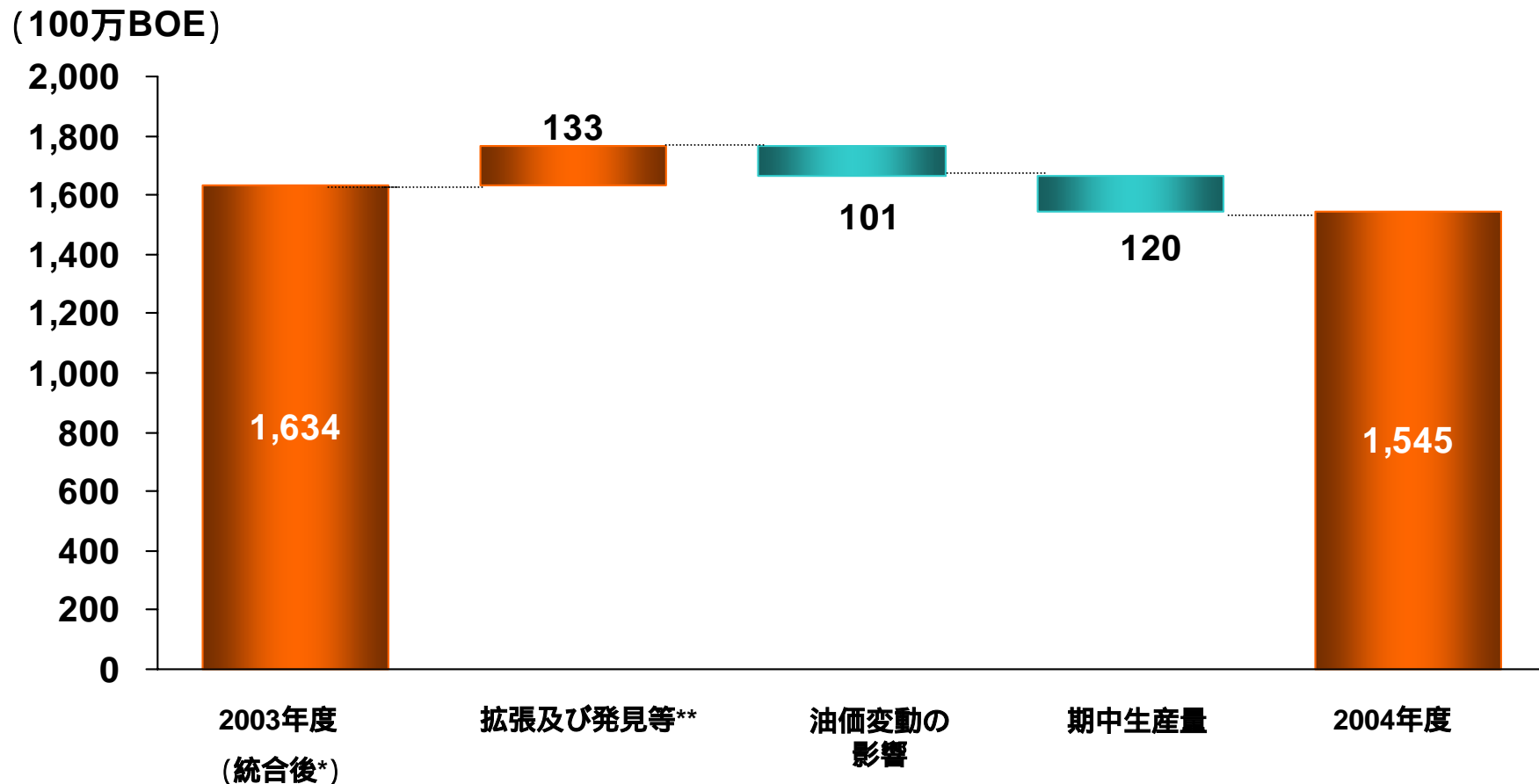
サハリン プロジェクト サハリン石油ガス開発



- サハリン石油ガス開発(SODECO):
当社が4.3%の株式を保有

(石油公団が保有していた50%の株式は経済産業大臣が承継し、当社は諸条件が整えば、最大33%まで取得する方向で調整中)
- SODECOの権益比率
— サハリン : 30.0%
- オペレーター: ExxonMobil
- パートナー: ONGCヴィデッシュ、サハリンモルネフテガス・シェルフ、RNアストラ
- 契約期間: 2001年12月、プロジェクトの「商業性宣言」がロシア政府より承認され、20年間の開発期間に移行
- 原油の先行生産を目的とした第一次開発作業(フェーズ1)を実施中、生産開始の目標は2005年第3四半期、本格生産は2006年の予定
- 日本、中国等の市場への国際パイプラインによる天然ガス供給(フェーズ2)を前提としてマーケティング活動中

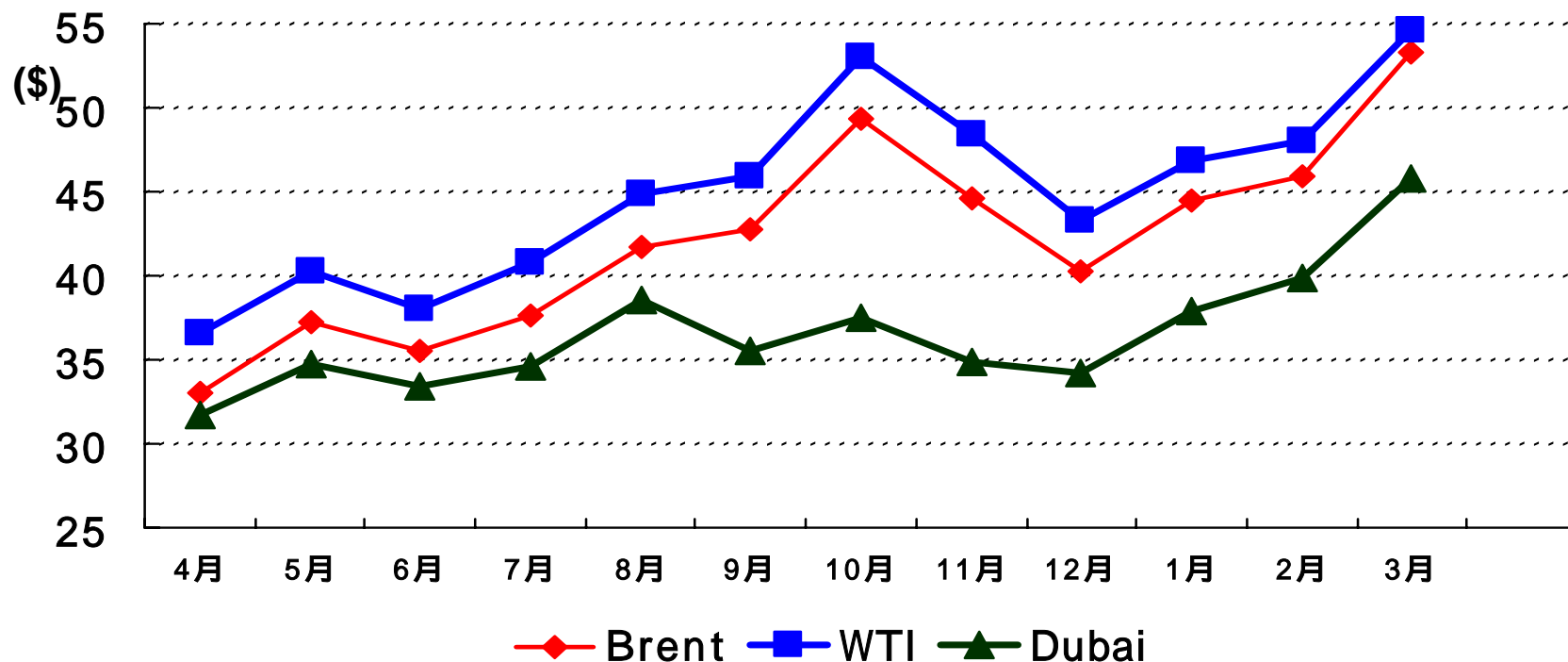
確認埋蔵量の推移の要因分析



*2003年度にジャパン石油開発の完全子会社化が行われたと仮定した場合

**買収及び売却、技術評価見直し等を含む。

油価の推移



2004年

2005年

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年度平均
Brent	32.98	37.20	35.50	37.64	41.75	42.79	49.34	44.57	40.28	44.48	45.86	53.27	42.14
WTI	36.56	40.28	37.99	40.81	44.88	45.94	53.09	48.48	43.26	46.85	48.05	54.63	45.07
Dubai	31.68	34.74	33.43	34.65	38.55	35.55	37.54	34.87	34.20	37.92	39.87	45.84	36.57

*BrentはIPE、WTIはNYMEX、DubaiはPlatt'sのデータ。

確認埋蔵量の定義

- 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、現在の経済条件及び操業条件の下で、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) とされております
- 確認埋蔵量に分類されるためには、市場及び経済性のある採取・処理・出荷手段が既に存在するか、あるいは、近い将来に実現することが確実であることが条件となっており、石油・ガス業界で用いられる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おります
- また、米国証券取引委員会規則の定義による確認埋蔵量は、既存の坑井及び施設を利用して回収することができる確認開発埋蔵量 (proved developed) と将来掘削される坑井及び施設を利用して回収することができる確認未開発埋蔵量 (proved undeveloped) の二つに区分されております

推定埋蔵量の定義

- 推定埋蔵量の定義は、石油技術者協会(SPE)及び世界石油会議(WPC)の両学会が共同で定めた指針に従っており、地質的・工学的データに基づき、将来おそらく回収することが可能である未確認埋蔵量(Unproved Reserves)とされております
- 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
- 米国証券取引委員会規則に基づく確認埋蔵量との違いは、埋蔵量評価時点において、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と認識できるかどうかという点であり、新規技術データの追加や経済条件及び操業条件等の熟度と開発される確度が高まることにより、推定埋蔵量は確認埋蔵量に格上げされることとなります