

参考データ集

国際石油開発帝石株式会社

2012年(平成24年)5月11日

連結子会社および持分法適用関連会社

連結子会社 59社

主な連結子会社	国(地域)名	出資比率	ステージ	決算期
ジャパン石油開発	アラブ首長国連邦	100%	生産中	3月(仮決算)
ナトゥナ石油	インドネシア	100%	生産中	3月
サウル石油	チモール海・共同開発地域	100%	生産中	12月
INPEX Ichthys Pty Ltd	オーストラリア	100%	開発中	3月(仮決算)
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	3月(仮決算)
インペックス北カスピ海石油	カザフスタン	45%	開発中	3月(仮決算)

持分法適用関連会社 13社

主な持分法適用関連会社	国(地域)名	出資比率	ステージ	決算期
MI Berau B.V.	インドネシア	44%	生産中	12月
アンゴラ石油	アンゴラ	19.6%	生産中	12月
インペックス北カンボス沖石油	ブラジル	37.5%	生産停止中	12月
Ichthys LNG Pty Ltd	オーストラリア	76%	開発中	3月(仮決算)

セグメント情報

INPEX

2012年3月期(2011年4月1日～2012年3月31日)

(単位:百万円)

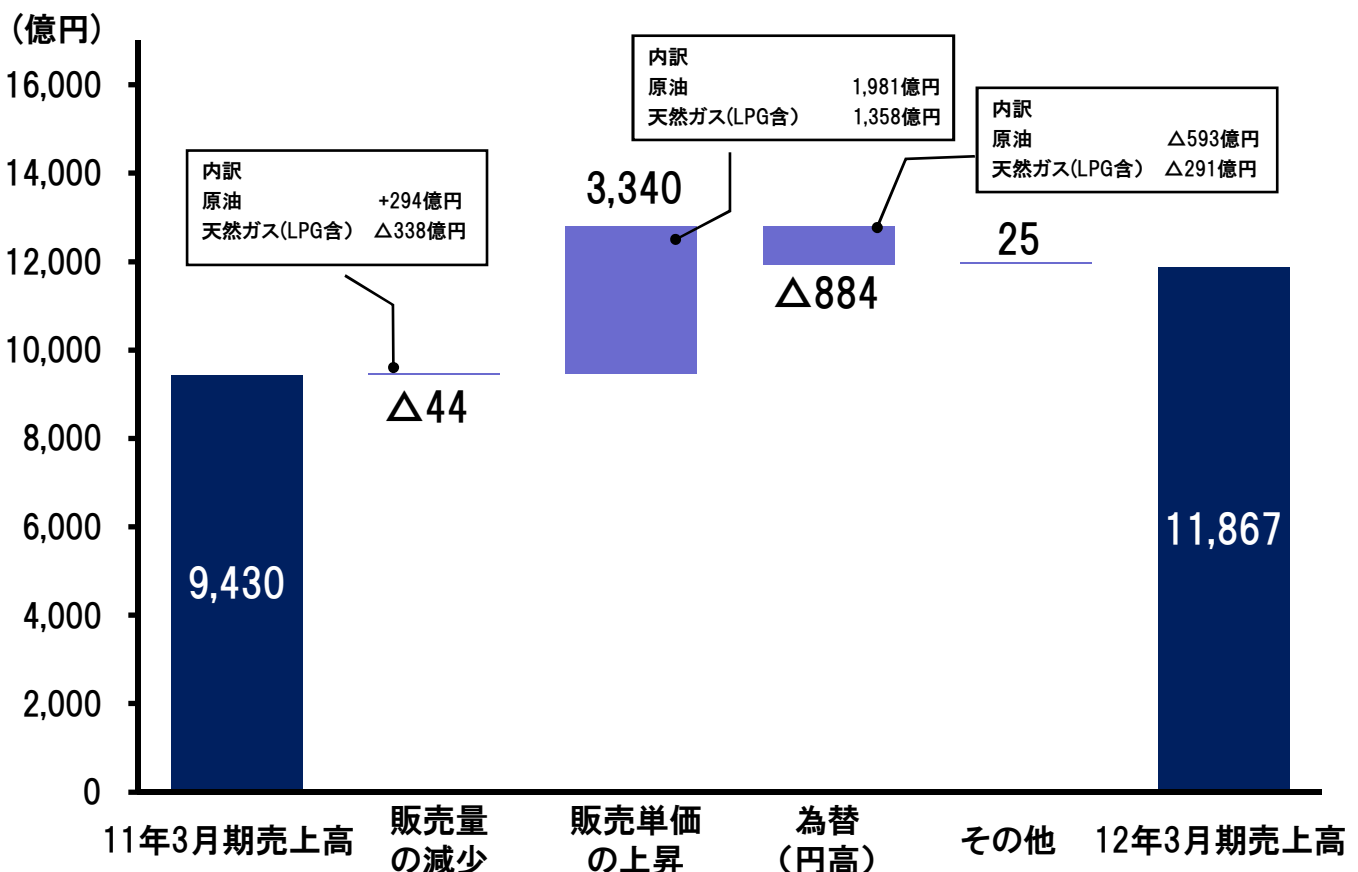
	日本	アジア・オセアニア	ユーラシア (欧州・NIS諸国)	中東・アフリカ	米州	計	調整額 (注1)	連結財務諸表計上額(注2)
売上高	113,662	483,187	84,325	500,032	5,524	1,186,731	—	1,186,731
セグメント利益 又は損失(△)	24,606	299,598	47,075	354,135	△5,517	719,899	△10,542	709,357
セグメント資産	260,596	445,735	515,537	198,987	67,928	1,488,784	1,577,613	3,066,397

- (注)1 (1) セグメント利益の調整額△10,542百万円は、セグメント間取引消去229百万円及び各報告セグメントに配分していない全社費用△10,771百万円が含まれております。全社費用の主なものは、報告セグメントに帰属しないのれんの償却及び一般管理部門にかかる費用であります。
- (2) セグメント資産の調整額1,577,613百万円は、セグメント間取引消去△2,744百万円及び各報告セグメントに配分していない全社資産1,580,357百万円が含まれております。全社資産の主なものは、報告セグメントに帰属しないのれん、現金預金、有価証券、投資有価証券及び管理部門に係る資産であります。
- 2 セグメント利益は、連結損益計算書の営業利益と調整を行っております。

2

2012年3月期 売上高 増減要因分析

INPEX



3

営業外収益・費用

(億円)	11年3月期	12年3月期	増減	増減率
営業外収益	311	1,020	709	227.4%
受取利息	41	43	2	7.0%
受取配当金	57	69	12	22.2%
持分法による投資利益	49	66	17	34.5%
権益譲渡益	73	702	629	858.0%
その他	90	137	47	51.9%
営業外費用	523	444	△79	△15.2%
支払利息	10	12	1	14.4%
生産物回収勘定引当金繰入額	114	148	33	29.0%
探鉱事業引当金繰入額	30	5	△25	△83.2%
資産除去債務会計基準の適用に伴う影響額	15	-	△15	△100.0%
為替差損	115	146	31	26.9%
事業撤退損	-	53	53	-%
その他	235	78	△157	△66.8%

4

LPG売上高

	11年3月期	12年3月期	増減	増減率
売上高 (億円)	215	243	27	12.7%
販売量 (千bbl)	3,487	3,436	△51	△1.5%
海外生産分平均単価 (\$/bbl)	66.45	84.69	18.24	27.4%
国内生産分平均単価 (¥/kg)	115	120	5	4.4%
平均為替 (¥/\$)	88.15	80.01	8.14円円高	9.2%円高
地域別販売量 (千bbl)	11年3月期	12年3月期	増減	増減率
日本	229 (21.8千ト)	223 (21.2千ト)	△6 (△0.6千ト)	△2.6%
アジア・オセアニア	3,258	3,213	△45	△1.4%
ユーラシア(欧州・NIS諸国)	-	-	-	-
中東・アフリカ	-	-	-	-
米州	-	-	-	-
合計	3,487	3,436	△50	△1.5%

5

利払い・償却・探鉱費前利益(EBIDAX)

(百万円)	11年3月期	12年3月期	増減	備考
純利益	128,699	194,000	65,301	P/L
少数株主利益	11,190	36,104	24,913	P/L
減価償却相当額	111,821	108,329	△3,492	
減価償却費	54,245	48,026	△6,218	C/F コンセッション契約及び販管費に係る減価償却費
のれん償却額	6,760	6,760	0	C/F
生産物回収勘定(資本支出)の回収額	50,816	53,543	2,726	C/F PS契約に係る減価償却費相当額
探鉱費相当額	26,563	27,081	518	
探鉱費	12,000	11,747	△253	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操入額	11,481	14,816	3,334	P/L PS契約に係る探鉱費相当額
探鉱事業引当金操入額	3,082	518	△2,563	P/L PS契約に係る探鉱費相当額
重要な非現金項目	△1,400	△889	511	
法人税等調整額	1,614	△6,223	△7,838	P/L
為替差損益	△3,014	5,334	8,348	C/F
税引後ネット支払利息	△1,944	△2,030	△86	P/L 税引後の支払利息－受取利息
EBIDAX	274,929	362,595	87,666	

6

生産物回収勘定の増減推移

(百万円)	10年3月期	11年3月期	12年3月期
生産物回収勘定(期首)	453,922	514,645	534,330
増加:			
探鉱投資	10,084	23,990	25,320
開発投資	146,028	120,996	123,762
操業費	54,938	43,819	50,054
その他	2,670	2,819	4,501
減少:			
コスト回収(CAPEX)	45,653	50,816	53,543
コスト回収(Non-CAPEX)	107,074	95,665	98,869
その他	270	25,459	17,237
生産物回収勘定(期末)	514,645	534,330	568,318
生産物回収勘定引当金	94,891	96,879	100,671

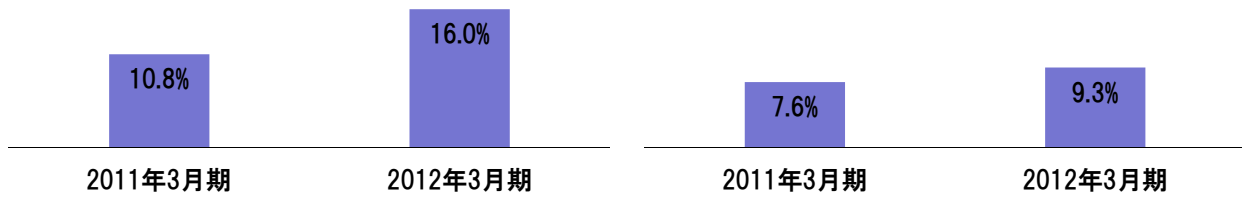
7

収益性指標

INPEX

ネットROACE*

ROE**

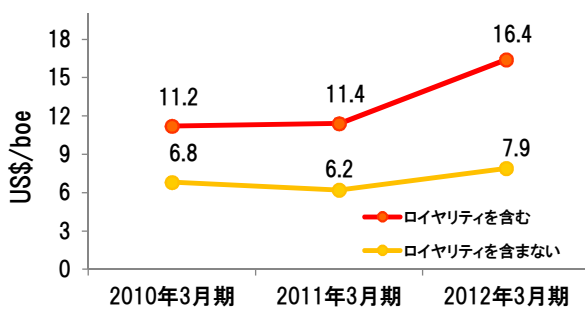


* ネットROACE = (当期純利益 + 少数株主損益 + (支払利息 - 受取利息) × (1 - 実効税率)) / (純資産及び純有利子負債)の期初と期末の平均値
 ** ROE = 当期純利益 / (純資産 - 少数株主持分)の期初と期末の平均値

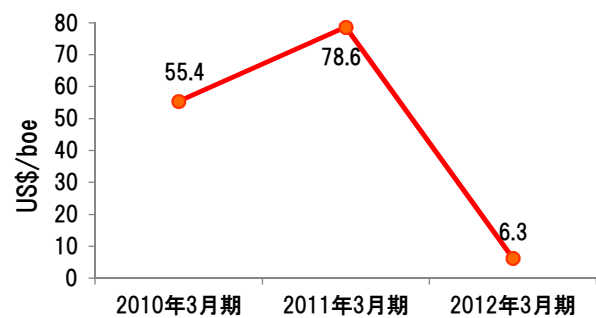
埋蔵量・生産量指標

INPEX

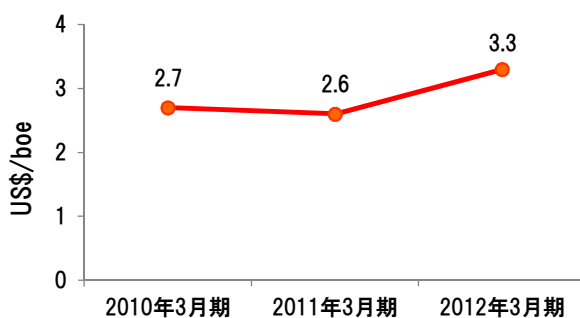
原油換算1バレル当たりの生産コスト



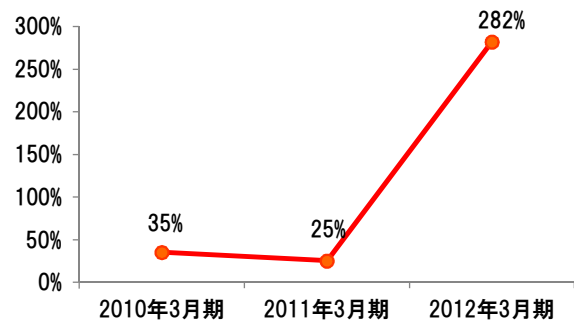
原油換算1バレル当たりの探鉱・開発コスト(3年平均)



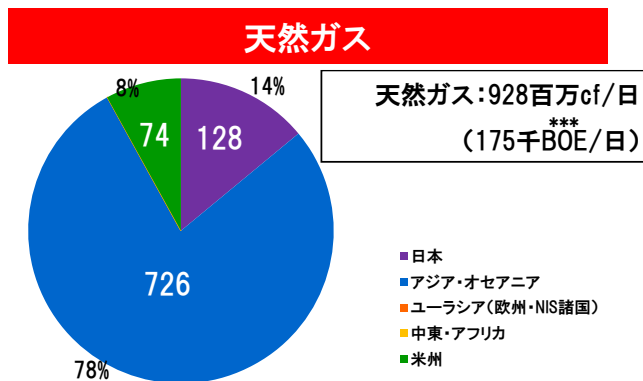
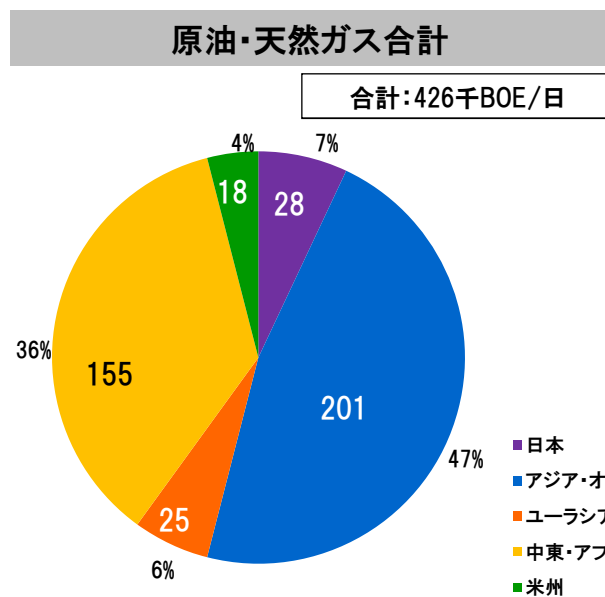
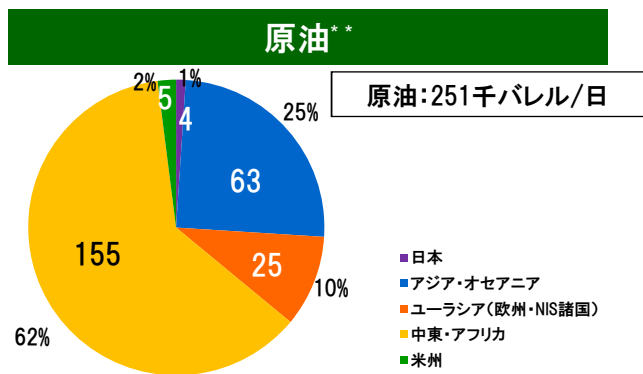
原油換算1バレル当たりの販売費及び一般管理費



リザーブリプレースメントレシオ(3年平均)



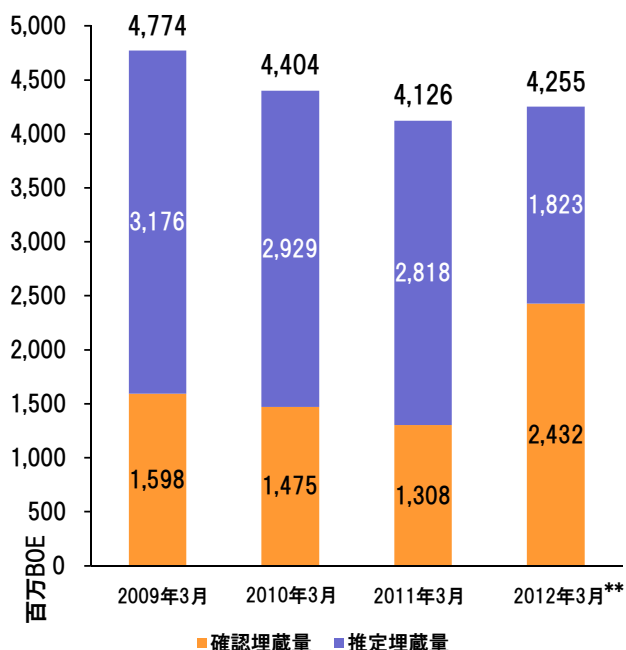
生産量*(2011年4月-2012年3月)



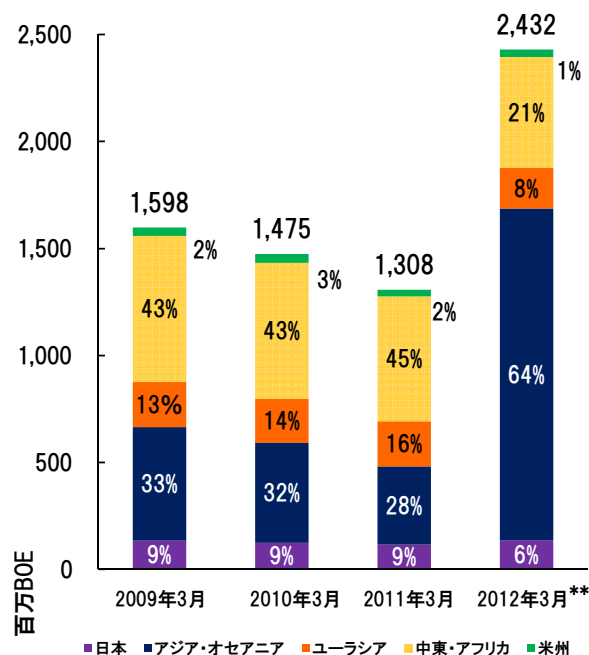
* 当社グループが締結している生産分与契約にかかる当社グループの原油及び天然ガスの生産量は、正味経済的取分に相当する数値を示しています。
 ** 原油には、コンデンサート及びLPGを含みます。
 *** 2012年3月期より天然ガスから原油への換算方法を変更しております。

推定+確認埋蔵量の推移、及び地域別確認埋蔵量*

推定+確認埋蔵量の推移

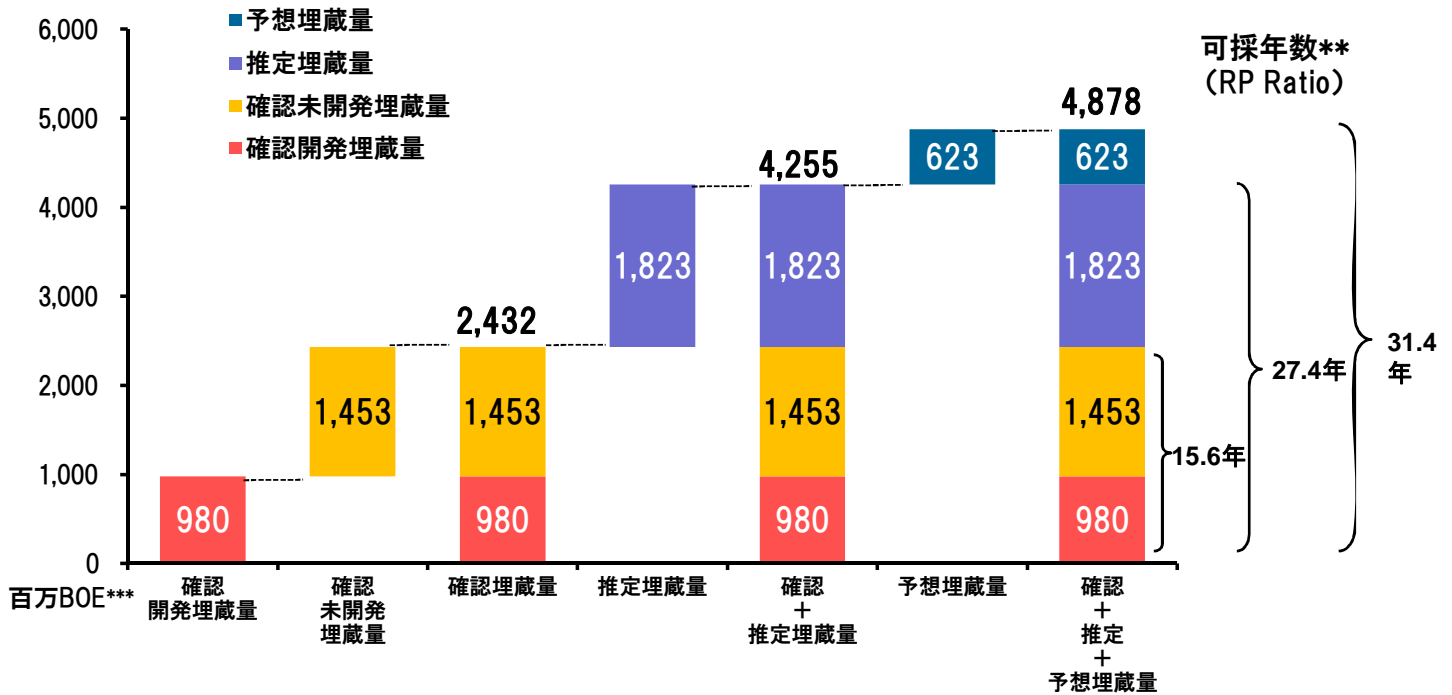


地域別確認埋蔵量



* 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、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・算定した値(暫定値)である。確認埋蔵量は、米国証券取引委員会(SEC) 規則に従い評価・算定している。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2007年3月に承認されたSPE-PRMSIに従い評価・算定している。
 ** 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おります。

確認・推定・予想埋蔵量*による アップサイドポテンシャル



* 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、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・算定した値(暫定値)である。確認埋蔵量は、米国証券取引委員会(SEC)規則に従い評価・算定している。推定・予想埋蔵量は、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(石油評価技術協会)の2007年3月に承認されたSPE-PRMSIに従い評価・算定しています。

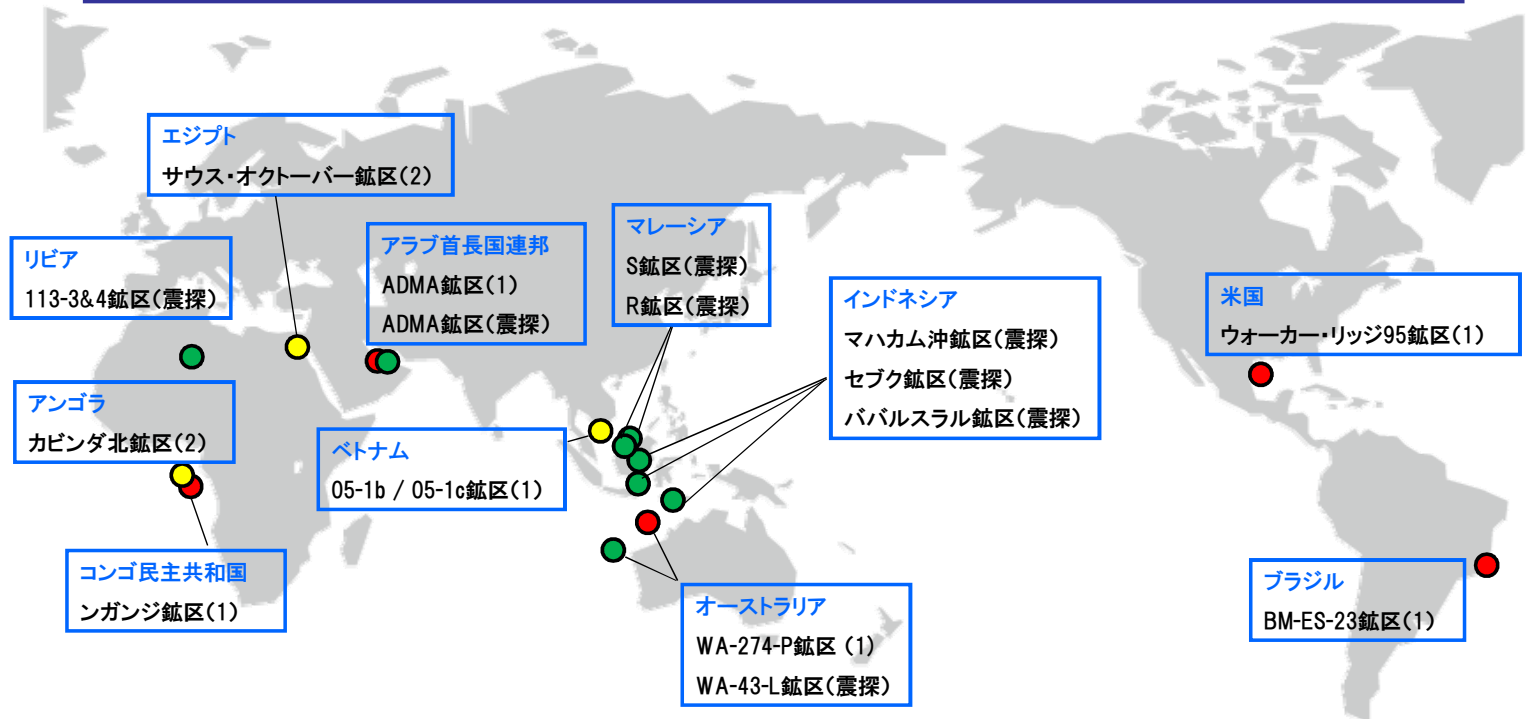
** 可採年数=2012年3月末「確認埋蔵量」、「確認埋蔵量+推定埋蔵量」、「確認埋蔵量+推定埋蔵量+予想埋蔵量」/2012年3月期生産量実績 (RP Ratio: Reserve Production Ratio)

*** 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。



プロジェクト参考データ

2013年3月期 探鉱計画*

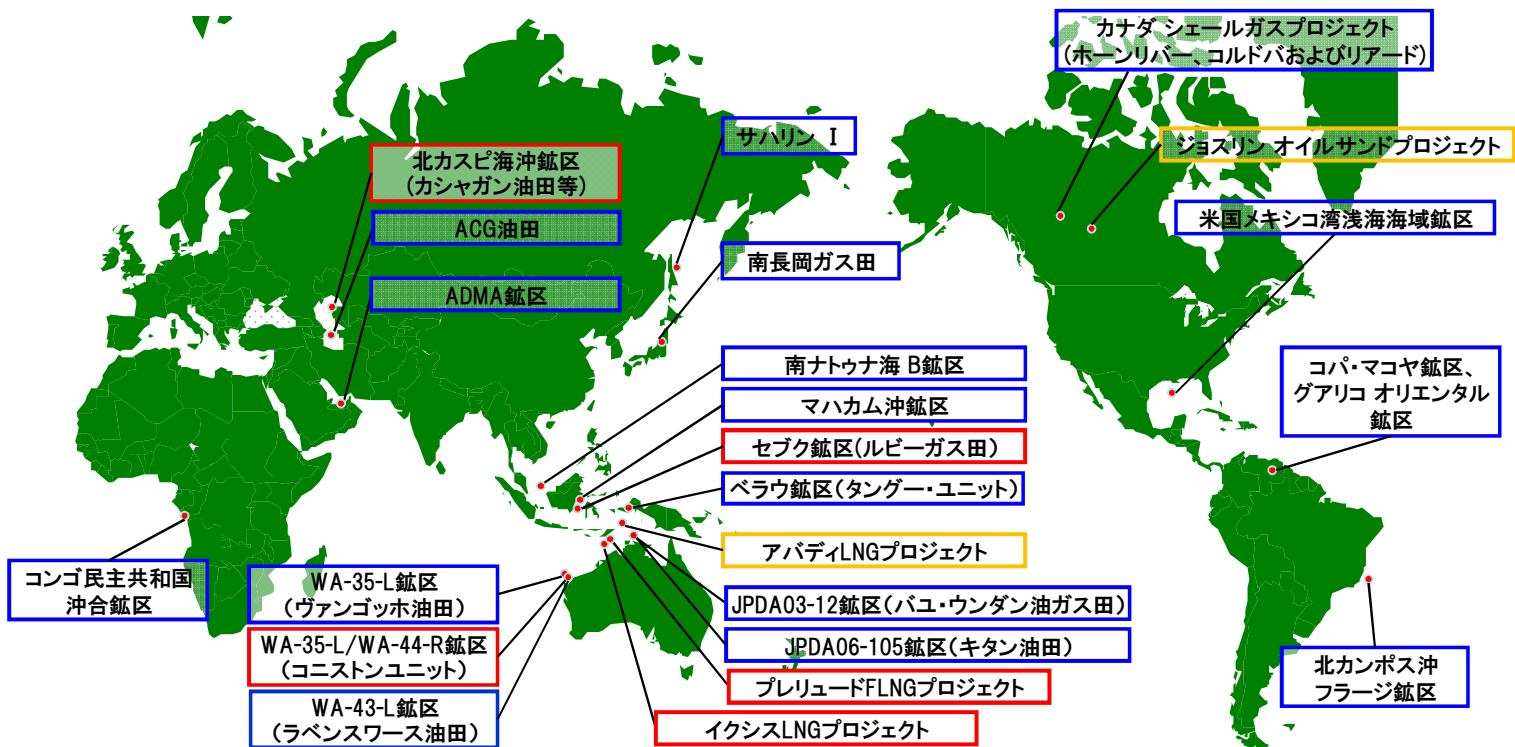


* ()内の数字は掘削坑井数

- 試掘井
- 探掘井
- 震探

	探鉱投資額 (億円)	試掘井 (本)	探掘井 (本)	2D震探 (km)	3D震探 (km ²)
2012年3月期(実績)	328	6	1	505	1,536
2013年3月期(予想)	630	5	5	0	8,639

主な生産・開発プロジェクト



 生産中
 開発中
 開発準備作業中

生産開始スケジュール

INPEX

生産開始	プロジェクト・油ガス田	国	オペレーター	ピーク生産量・生産キャパシティ	当社シェア*1
2011年10月	キタン油田	JPDA	ENI	4.4万bbl/日	35%
2012年度(2012年4月～2013年3月)	カシャガン油田(Phase1) パワルガス田(南ナトゥナ海B鉱区) サウスマハカムガス田(マハカム沖鉱区)	カザフスタン インドネシア インドネシア	NCOC ConocoPhillips TOTAL	37万bbl/日 - *4 250MMscf/日	7.56% 35% 50%
2013年度(2013年4月～2014年3月)	ルビーガス田(セブク鉱区) サウスブルットガス田(南ナトゥナ海B鉱区) コニストンユニット	インドネシア インドネシア オーストラリア	Pearl Energy ConocoPhillips Apache	100MMscf/日 - *4 -	15% 35% 47.499%*2
2014年度以降(2014年4月以降)	ウムルル油田 ナスル油田 ジョスリンオイルサンドプロジェクト(露天掘り) イクシスLNGプロジェクト(LNG) (LPG) (コンデンセート) アバディLNGプロジェクト(Phase1) (LNG) (コンデンセート) プレリユードFLNGプロジェクト(LNG) (LPG) (コンデンセート)	アラブ首長国連邦 アラブ首長国連邦 カナダ オーストラリア インドネシア オーストラリア	ADMA-OPCO ADMA-OPCO TOTAL 当社 当社 Shell	- *4 - *4 20万bbl/日 840万ト/年 約160万ト/年 約10万bbl/日 250万ト/年 8,400bbl/日 360万ト/年 約40万ト/年 約3.6万bbl/日	12.0% 12.0% 10% 72.805%*3 60% 17.5%*2
既発見・生産開始未定	カイルン/アクトテ/カラムカス/カシャガンサウスウェスト構造	カザフスタン	NCOC	未定	7.56%

*1 当社シェアは、鉱区権益比率。ただし、持分法適用関連会社分は、鉱区権益比率に当社出資比率を乗じたもの

*2 豪州政府の承認を含む権益譲渡契約上の先行条件の充足による

*3 当社イクシスLNGプロジェクト保有権益(プロジェクト全体の76%)のうち、一部権益の譲渡契約締結済みの大阪ガス株式会社(1.2%)、東邦ガス株式会社(0.42%)、東京ガス株式会社(1.575%)各社への譲渡について豪州政府当局承認を含む譲渡契約発効のための先行条件充足後の当社権益比率

16 *4 プロジェクトパートナー各社との守秘義務上、公開不可

国内天然ガス事業

INPEX



- 生産量*

- ・天然ガス: 約3.4百万m³/日 (128百万cf/日)**
- ・原油・コンデンセート: 約4千バレル/日

- 天然ガス販売状況

- ・2012年3月期販売量: 17.6億m³**
- ・2013年3月期販売量見通し: 17.9億m³**
- ・2020年代前半に25億m³、長期的に年間30億m³の供給見通し

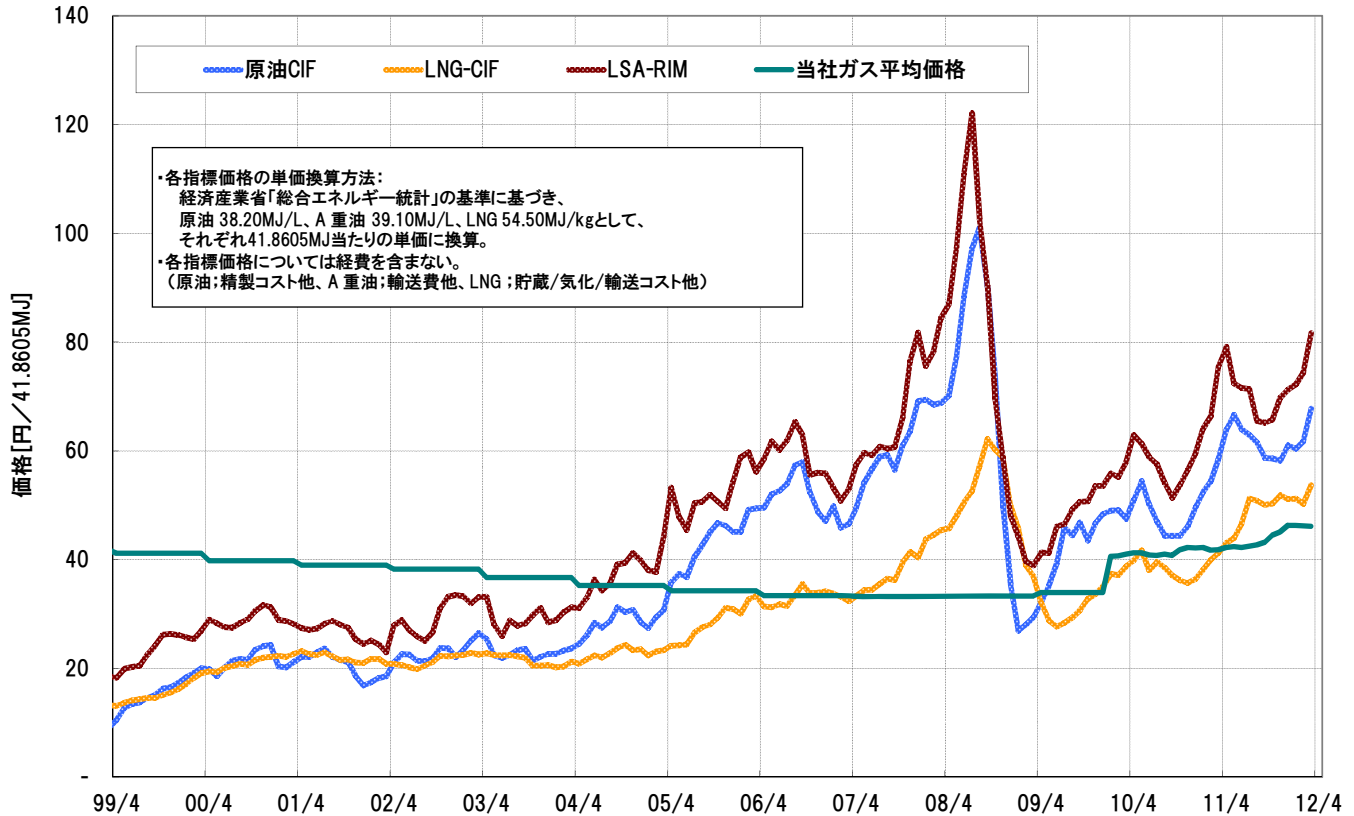
- ガスサプライチェーンの構築

- ・2011年5月、富山ラインの建設を決定
- ・直江津LNG受入基地の建設 (2014年操業開始予定)

* 国内油田・ガス田の合計(2012年3月期平均日産量)

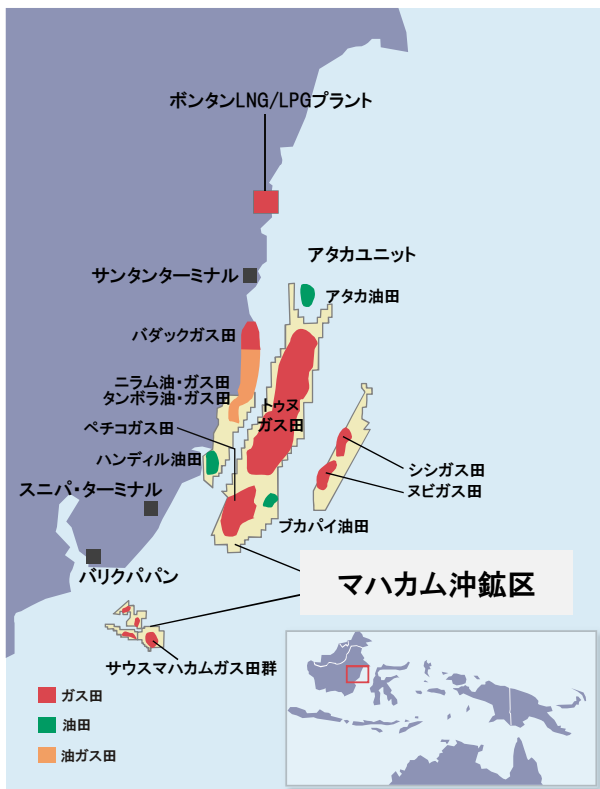
** 1m³当たり41,8605MJ換算

単位あたりの価格の比較



マハカム沖鉱区

国際石油開発帝石



- 当社権益比率: 50%
(オペレーター:TOTAL)
- 生産量*
 - ・原油・コンデンセート: 日量約7.2万バレル
 - ・LPG: 日量約1.8万バレル
 - ・天然ガス: 日量約18.3億立方フィート
- PS契約: 2017年まで
- ポンタンLNG基地へのガス安定供給を目的として開発作業を継続
 - ・トウヌ/ペチコ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
 - ・サウスマハカムガス田の開発
- 2010年10月、西ジャワ洋上LNG受入基地へのLNG販売契約に係る基本合意書締結
- PS契約の更新に向けTOTALとともにインドネシア当局と交渉継続中

* 全鉱区ベース、2012年3月平均日産量

セブク鉱区(ルビーガス田)

南マカッサル石油

INPEX



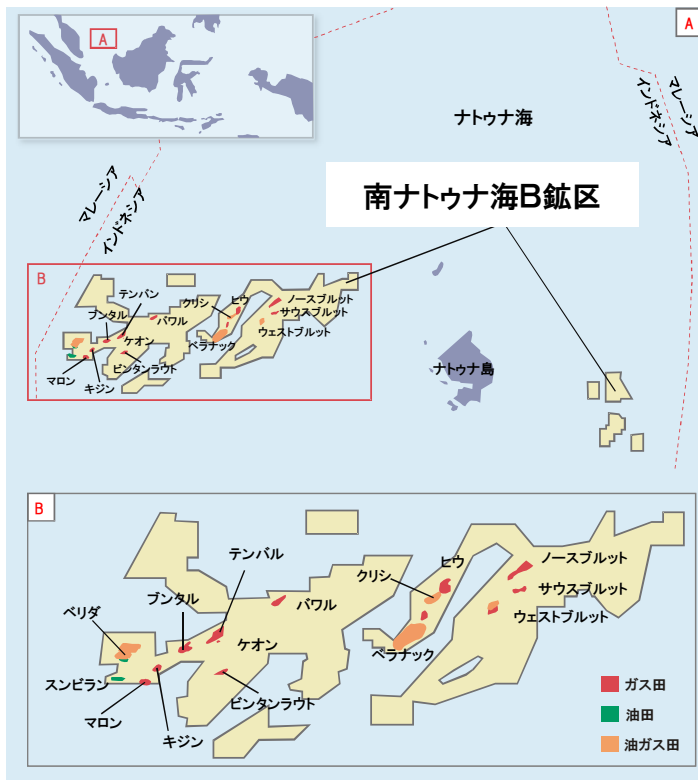
- 当社権益比率: 15%
(オペレーター: Pearl Energy)
- PS契約: 2027年まで
- 2008年7月、インドネシア政府よりルビーガス田の開発計画が承認
- 2010年8月、オペレーターであるPearl Energyと締結した権益譲渡契約のインドネシア政府承認を取得(当社15%権益取得)
- 2011年6月、開発移行決定
- 2013年第3四半期、生産開始予定
- 海上生産施設よりマハカム沖鉱区既存陸上施設へ海底パイプラインにより繋ぎ込む
- 生産ガスの大部分をインドネシア国内肥料工場向けに供給予定

20

南ナトゥナ海B鉱区

ナトゥナ石油

INPEX



- 当社権益比率: 35.0%
(オペレーター: ConocoPhillips)
- 生産量*:
 - 原油・コンデンセート: 日量約4.7万バレル
 - LPG: 日量約1.8万バレル
 - 天然ガス: 日量約3.8億立方フィート
- PS契約: 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
- 2010年10月、ベラナックLPG貯蔵出荷施設の修理のため、LPG生産を停止中(2011年12月生産再開)
- 2012年第3四半期、バワルガス田の生産開始予定
- 2013年第4四半期、サウスブルットガス田の生産開始予定

* 全鉱区ベース、2012年3月平均日産量

21

ベラウ鉱区(タンゲーLNGプロジェクト)

MI Berau B.V./MIベラウジャパン

INPEX



-MI Berau/MIベラウジャパン*:
三菱商事とのJV(当社44%、三菱商事56%)

*MIベラウジャパンはケージーベラウ石油開発に約16.5%出資

-権益比率:

・MI Berau: タンゲー・ユニット 16.3%

・ケージーベラウ石油開発: タンゲー・ユニット 8.56%
(オペレーター:BP)

-生産量*

・コンデンセート: 日量約7千バレル

・天然ガス: 日量約11.4億立方フィート

-PS契約: 2035年まで

-生産計画: 年間760万トン

-2009年7月、LNG船第1船出荷

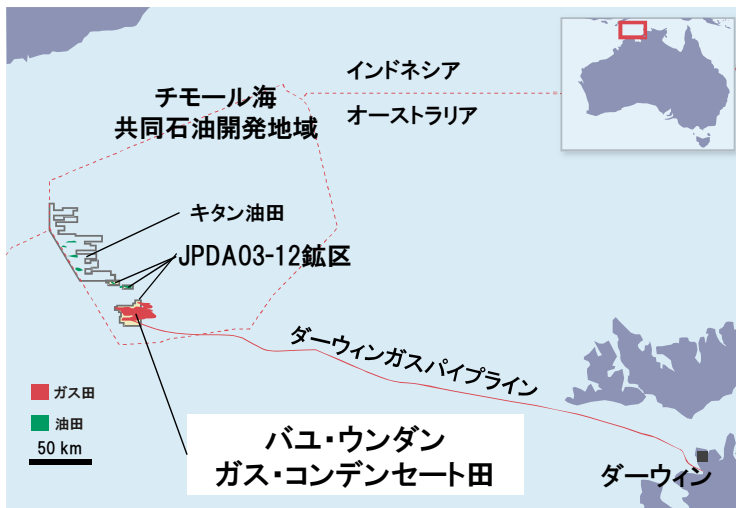
* 全鉱区ベース、2012年3月平均日産量

22

バユ・ウンダン ガス・コンデンセート田(JPDA03-12鉱区)

サウル石油

INPEX



- 当社権益比率: 11.378120%
(オペレーター: ConocoPhillips)

- 生産量*

・コンデンセート: 日量約5.5万バレル

・LPG: 日量約3.3万バレル

・天然ガス: 日量約5.7億立方フィート

- PS契約: 2022年まで

- 2004年2月にコンデンセート/LPG販売開始

- 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販売開始

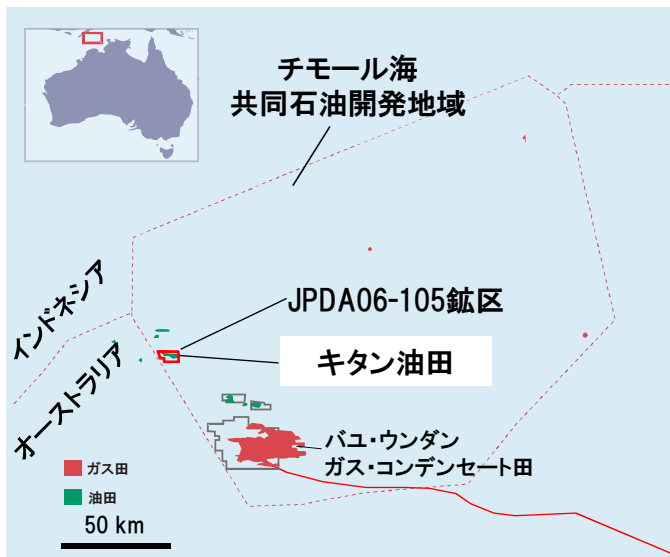
* 全鉱区ベース、2012年3月平均日産量

23

キタン油田(JPDA06-105鉱区)

インペックスチモールシー

INPEX



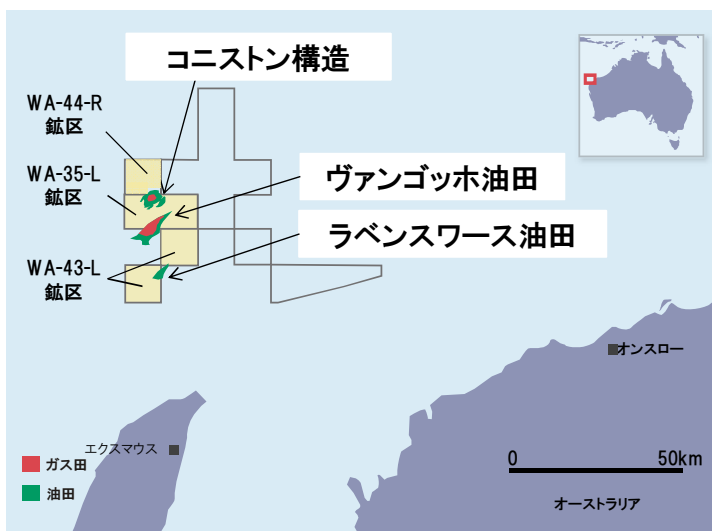
- 当社権益比率: 35%
(オペレーター: Eni)
- PS契約: 2035年4月まで(キタン油田)
- 2008年4月、キタン油田商業発見宣言
- 2010年4月、キタン油田の最終開発計画に対し共同管轄当局の承認取得
- 2011年10月、生産開始
- 生産量*: 原油: 日量約4.4万バレル

* 2012年3月平均日産量

24

ヴァンゴッホ油田、コニストンユニット及びラベンスワース油田 アルファ石油

INPEX



ヴァンゴッホ油田/コニストンユニット(WA-35-LおよびWA-44-R鉱区)

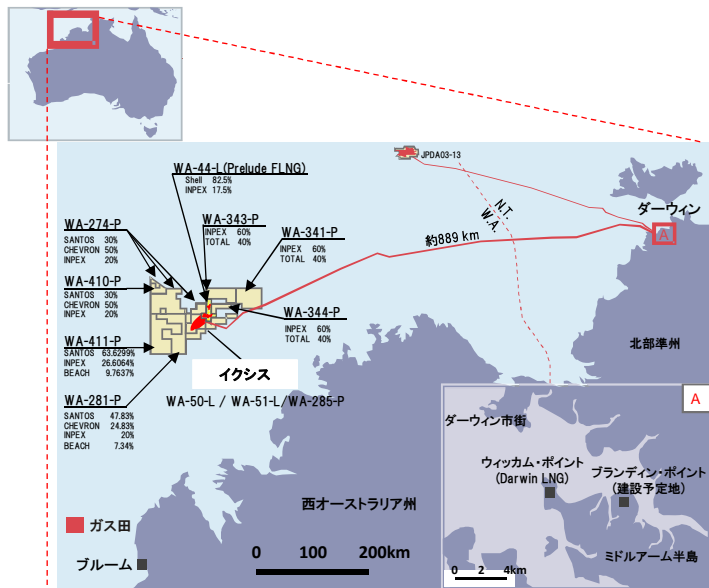
- 当社権益比率: 47.499% (オペレーター: Apache)
- 利権契約(2008年10月生産ライセンス取得)
- ヴァンゴッホ油田: 2010年2月原油生産開始、生産量*: 原油: 日量約2.2万バレル
- コニストンユニット: 2013年第4四半期原油生産開始予定、当初1年間の平均日産量: 原油: 日量21,500バレルを予定

ラベンスワース油田(WA-43-L鉱区)

- 当社権益比率: 28.5%
(オペレーター: BHPBP)
- 利権契約(2009年11月生産ライセンス取得)
- 2007年11月開発移行決定
- 隣接するWA-42-L鉱区の生産施設への繋ぎ込みによる開発
- 2010年8月生産開始
- 生産量*: 原油: 日量約2.4万バレル

* 全鉱区ベース、2012年3月平均日産量

25

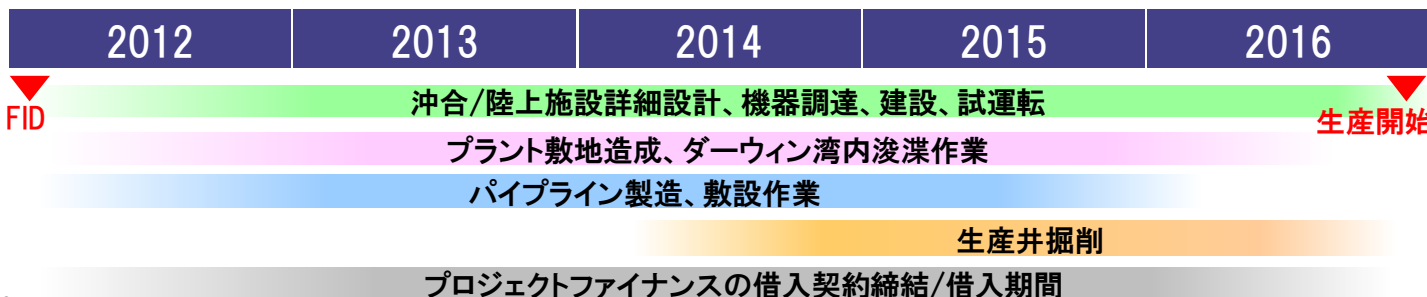


- 2012年1月13日、最終投資決定(FID)を発表
- 2016年末までに生産開始予定
- 生産量: LNG 年間840万トン(日本のLNG年間輸入量の1割強)、LPG 年間約160万トン、コンデンセート 日量約10万バレル(ピーク時)
- 埋蔵量: プロジェクトライフ40年。年間840万トンのLNGを約20年の長期にわたり生産可能(以降緩やかに減少)。豊富なLPG、コンデンセート有。今年3月末日時点の埋蔵量評価において、推定埋蔵量のうち約11.8億BOE*を確認埋蔵量へ格上げ。
- 権益比率: 当社72.805%**、TOTAL24.0%、東京ガス1.575%、大阪ガス1.200%、東邦ガス0.420%

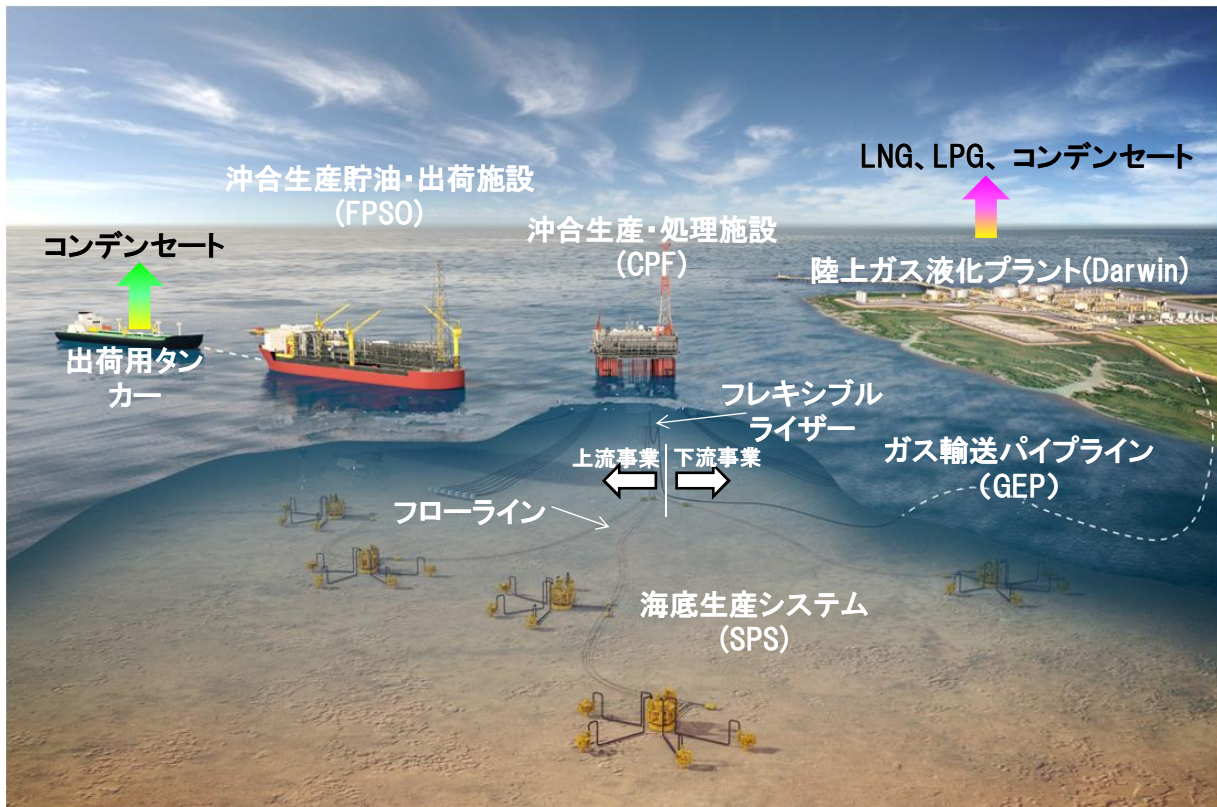
* 当社権益比率76%ベース(下記、権益比率に記載のガス3社に対する権益譲渡前の権益比率)

**当社イクシスLNGプロジェクト保有権益(プロジェクト全体の76%)のうち、一部権益の譲渡契約締結済みの大阪ガス株式会社(1.2%)、東邦ガス株式会社(0.42%)、東京ガス株式会社(1.575%)各社への譲渡について豪州政府当局承認を含む譲渡契約発効のための先行条件充足後の当社権益比率

- マーケティング: LNG年間予定生産数量840万トンの全量の売買契約締結済
- 主要許認可: 環境、ガス輸送パイプラインのライセンス、生産ライセンス等全て取得済
- 開発投資額: 340億米ドル(プロジェクト100%)
- ファイナンス: ECA・市中銀行との交渉を継続中(プロジェクトファイナンス)
- 開発作業: 主要EPC契約締結済
 - 上流事業 沖合生産・処理施設(CPF): Samsung Heavy Industries(韓)
 - 沖合生産貯油・出荷施設(FPSO): Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering (韓)
 - 海底生産システム(SPS): GE Oil & Gas(米)
 - フローライン、フレキシブルライザーなどの接続作業等: McDermott(米)
 - 下流事業 陸上LNGプラント: 日揮、千代田化工、KBR社(米)の企業連合
 - ガス輸送パイプライン(GEP): Saipem(伊)・三井物産・住友商事・メタルワン
- スケジュール:

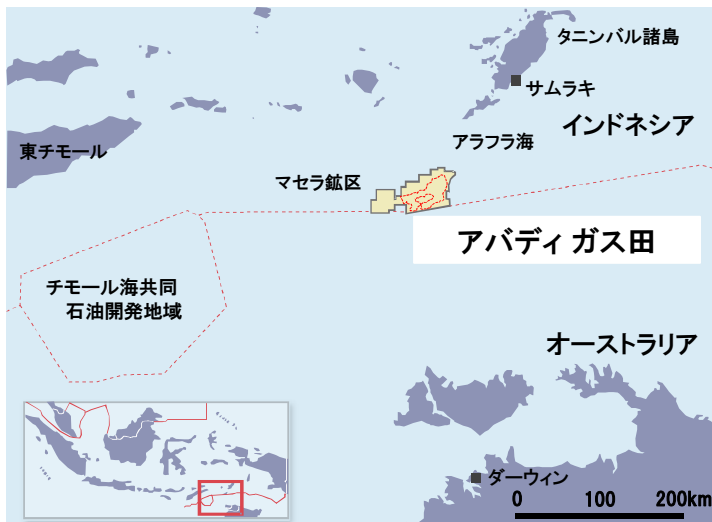


イクシスLNGプロジェクトの開発コンセプト



28

アバディLNGプロジェクト



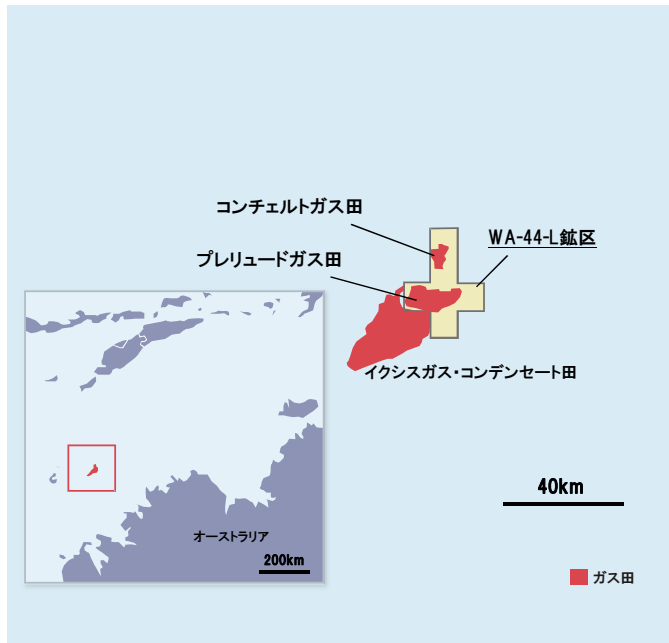
- Shell子会社へ参加権益30%を譲渡
- ✓ Shellからの技術的サポートの提供、出向受入れ
- 生産分与契約に基づき10%の参加権益をインドネシア政府の指定するインドネシア企業に譲渡する方向
- FEEDのコントラクター選定中。環境社会影響評価(AMDAL)の手続き中
- FEED開始時期：2012年後半を目途
- ガス田埋蔵量に応じた追加開発の検討を継続
- ✓ 2013年第2四半期から2～3坑の評価井と1坑の試掘井掘削を予定

29

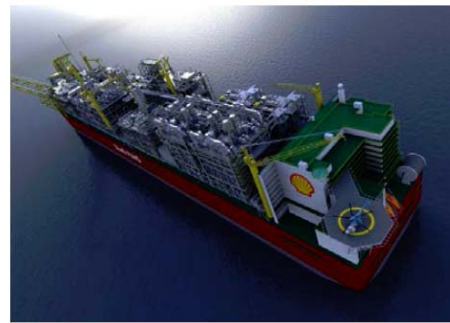
プレリウドFLNGプロジェクト

INPEX Oil & Gas Australia Pty Ltd

INPEX



- 権益比率*: 17.5%(オペレーター: Shell)
*豪州政府の承認を含む権益譲渡契約上の先行条件の充足により譲渡契約発効
- 埋蔵量: 天然ガス約3兆cf
(プレリウドガス田およびコンチェルトガス田)
- 生産量:
 - ・LNG 年間360万トン
 - ・LPG 年間約40万トン
 - ・コンデンセート 日量約3.6万バレル(ピーク時)
- 2011年5月に最終投資決定
- 2007年初めのプレリウドガス田発見からおよそ10年での生産開始を目標

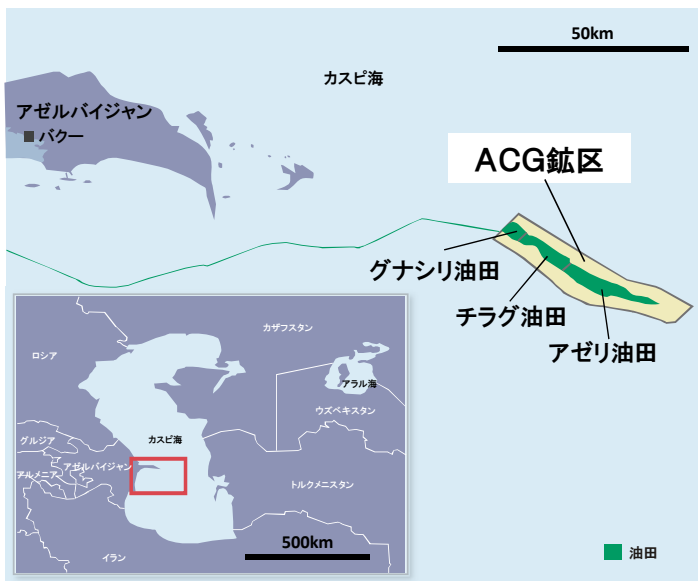


FLNG船イメージ

ACG油田

インペックス南西カスピ海石油

INPEX

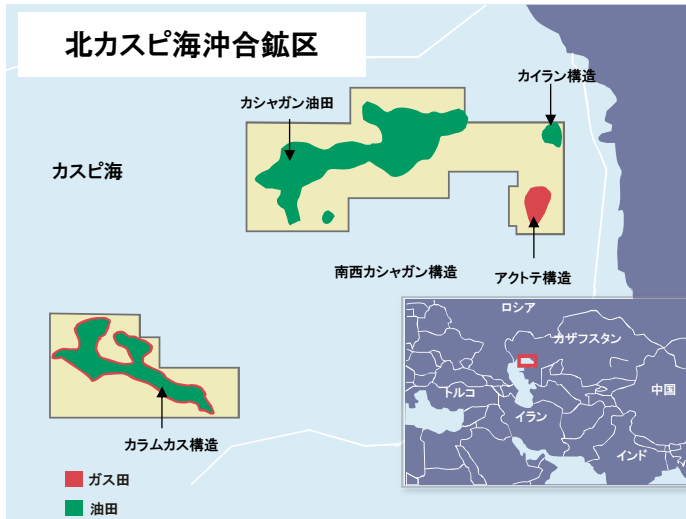


- 当社権益比率: 10.9644%(オペレーター: BP)
- 生産量*: 日量約71.4万バレル
- PS契約: 2024年まで
- チラグ油田1997年生産開始
- フェーズ1: アゼリ油田中央部2005年2月に生産開始
- フェーズ2: アゼリ油田西部2005年12月に生産開始、アゼリ油田東部2006年10月に生産開始
- フェーズ3: グナシリ油田深海部2008年4月に生産開始
- 2010年3月、追加開発(Chirag Oil Project、以下COP)の政府承認(2013年12月生産開始予定)

* 全鉱区ベース、2012年3月平均日産量

カシャガン油田ほか インペックス北カスピ海石油

INPEX



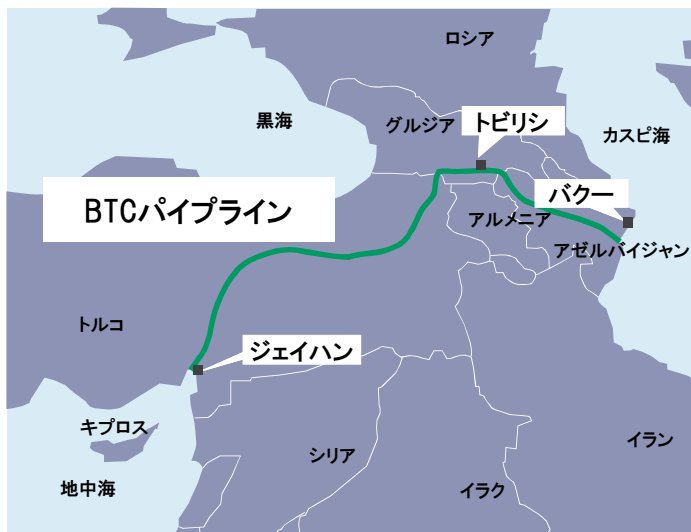
- 当社権益比率: 7.56%(オペレーター: NCOC(North Caspian Operating Company))
- PS契約: カシャガン油田 - 2021年末まで*
- カラムカス/アクトテ/カيران/南西カシャガンの4構造の評価作業を実施中
- 2009年1月、新操業会社(North Caspian Operating Company)を設立し、同社がオペレーターAgip KCO社の役割を承継
- 2012年末、生産開始目標
- 第一段階の開発(Experimental Program):原油生産量は、段階的に日量37万バレル、続いて45万バレルに逐次増加

*20年間の延長オプション有り

32

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

INPEX



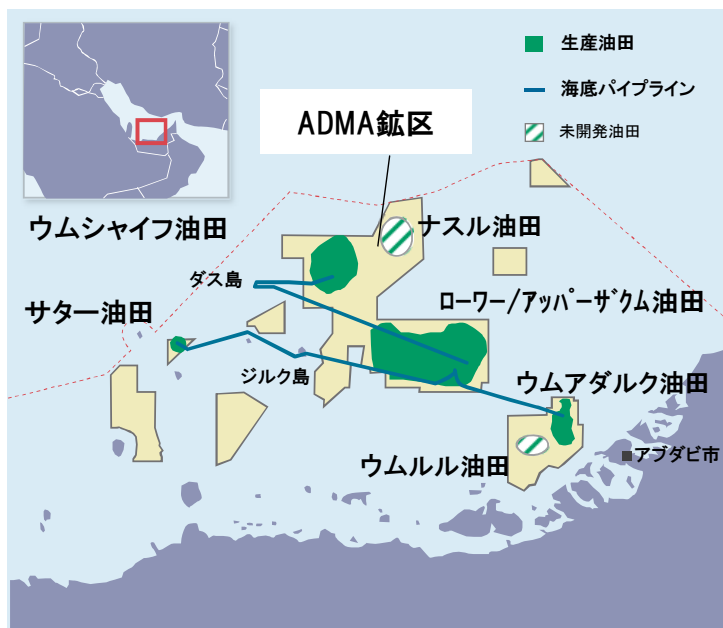
- 当社権益比率:2.5%(オペレーター:BP)
- 2002年10月、当社、参加権益2.5%取得
- 2006年6月、ジェイハンターミナルから原油出荷開始
- 2009年3月、輸送能力日量120万バレルまでの拡張作業を完了
- 2010年9月13日、累計10億バレル出荷を達成

33

ADMA 鉦区

ジャパン石油開発(JODCO)

INPEX

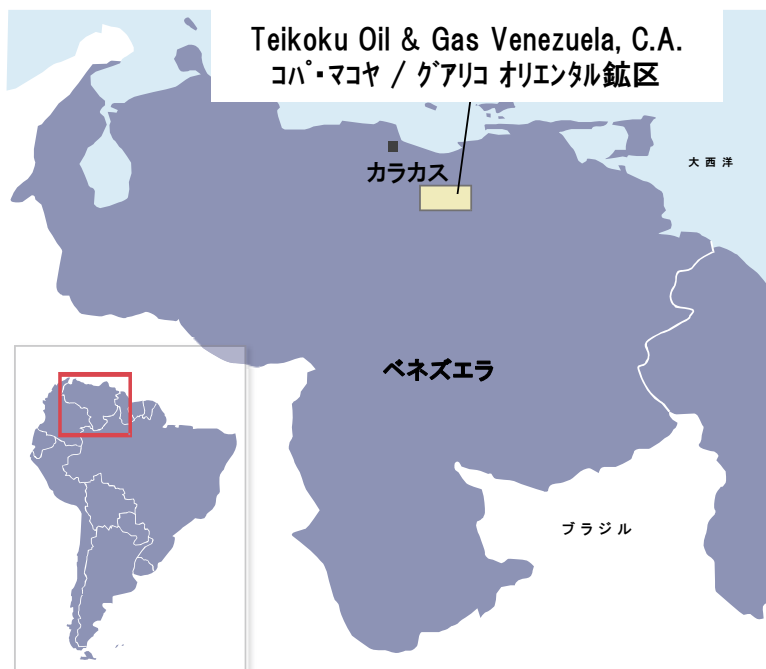


- ウムシャイフ/ローワーザクム油田
 - ・当社権益比率: 12.0%(オペレーター:ADMA-OPCO*)
- アッパーザクム/ウムアダルク/サター油田
 - ・当社権益比率:
アッパーザクム/ウムアダルク 12.0%
サター 40.0%(オペレーター:ZADCO*)
 - *アブダビ国営石油会社とJODCOなどで設立した操業会社。
JODCOから両社へそれぞれ12%を出資。
- 利権契約: 2018年まで(但し、アッパーザクム油田は2026年まで)
- 生産量維持・拡大のため開発作業を継続中
 - ・有望未開発油田の開発計画策定作業
 - ・人工島を利用した再開発計画策定作業(アッパーザクム)

ベネズエラ プロジェクト

Teikoku Oil & Gas Venezuela, C.A.ほか

INPEX

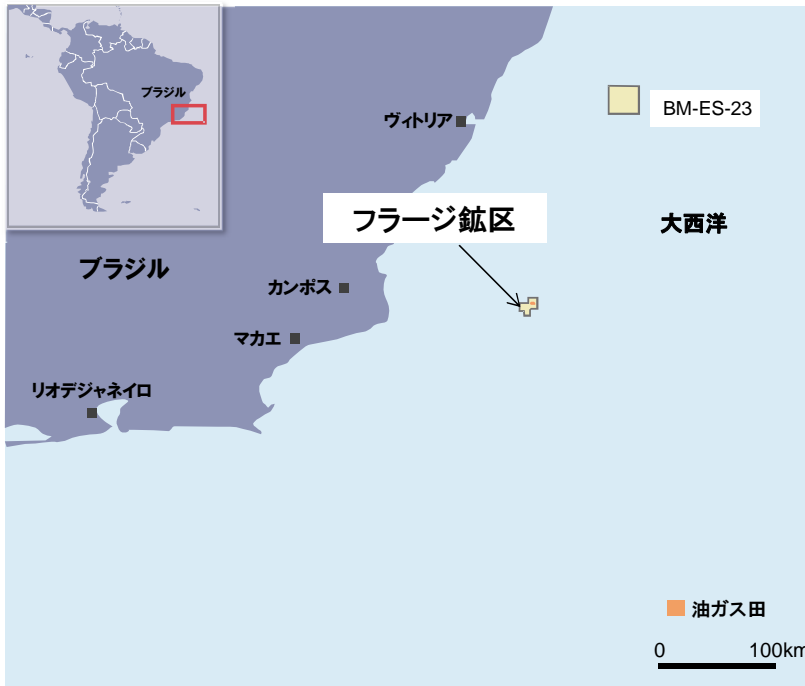


- コパ・マコヤ (ガス事業)/
グアリコ オリエンタル鉦区(原油事業)
- ジョイントベンチャー出資比率
 - ・ガス事業:70%、原油事業:30%
- ジョイントベンチャー契約
 - ・2006-2026年
- 生産量*
 - ・ガス: 日量約62百万立方フィート
 - ・原油: 日量約1千バレル

* 全鉦区ベース、2012年3月平均日産量

ブラジル プロジェクト フラージ鉱区ほか

INPEX



フラージ鉱区(Frade Japão Petróleo Limitada (FJPL))

- 権益比率: FJPL*18.3% (オペレーター: Chevron)
*持分法適用関連会社(当社はFJPLの37.5%の株式を保有)
- 生産量*:
 - ・原油: 日量約6.2万バレル
 - ・ガス: 日量約26百万立方フィート
- コンセッション契約: 2025年まで
(2012年3月中旬から一時的に生産停止中)

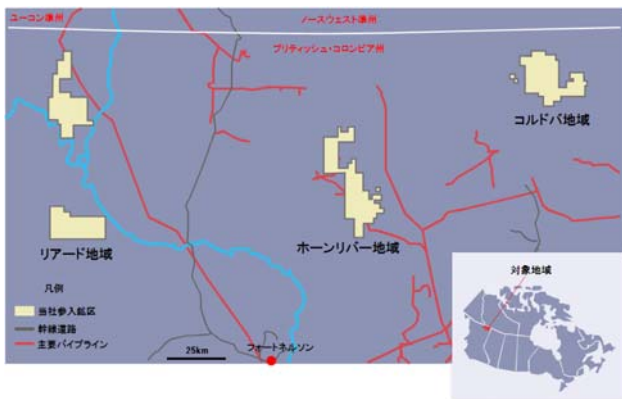
BM-ES-23鉱区

- 当社権益比率: 15%
- 探鉱作業中

* 全鉱区ベース、生産停止期間を除いた2012年3月平均日産量

カナダ シェールガスプロジェクト INPEX Gas British Columbia Ltd.

INPEX



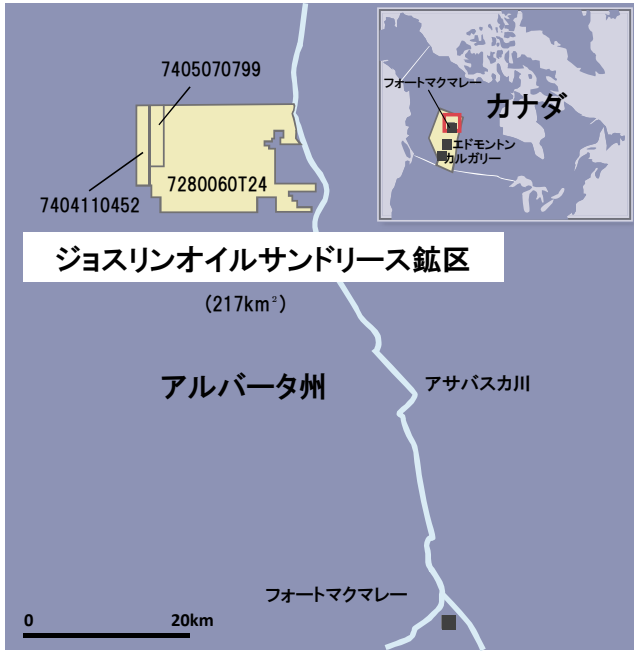
ホーンリバーにおける生産プラント

- 権益比率:40%* (オペレーター:Nexen)
* INPEX Gas British Columbia Ltd. (出資比率:当社82%、日揮(株)のカナダ法人子会社 18%)の権益比率。加規制当局の承認等、権益譲渡契約上の先行条件の充足により契約発効
- コンセッション契約
 - ・ ホーンリバー: 366km²
 - ・ コルドバ: 333km²
 - ・ リアド: 517km²
- 生産量*: 65mmcf/d (10,400BOED)
- 今後、本格的な開発作業を進め、日量1,250 MMscf(原油換算で日量約20万バレル)規模の生産を目標

* 全鉱区ベース、2012年3月平均日産量

ジョスリン オイルサンドプロジェクト インペックスカナダ石油

INPEX



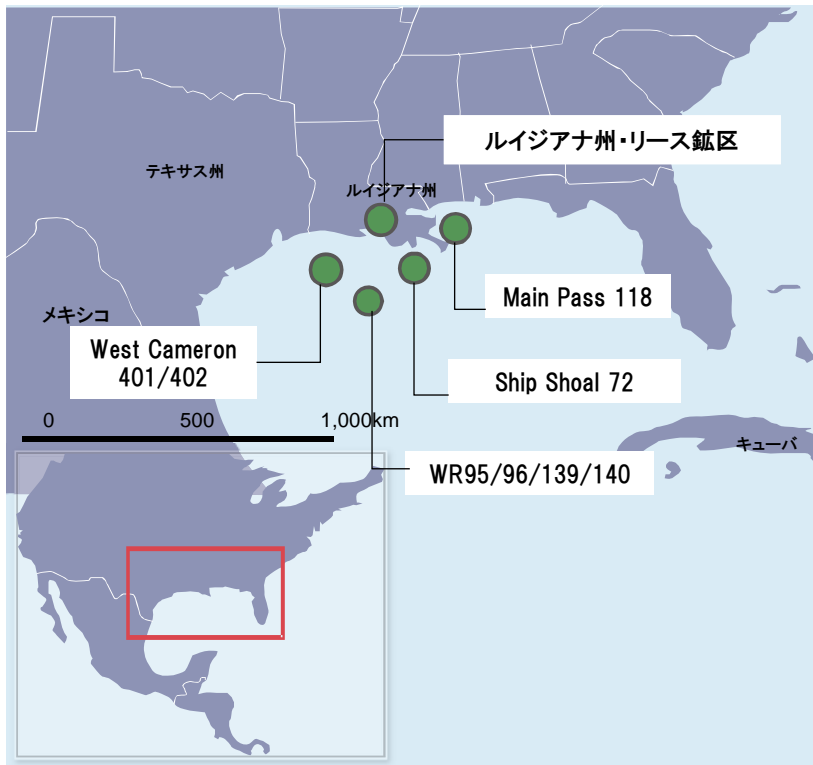
ジョスリンオイルサンドリース鉱区 位置図

- 当社権益比率：
上流開発プロジェクト 10%(オペレーター:TOTAL)
- リース契約(3鉱区の合計約220km²)
7280060T24：無期限
7404110452：2004年11月より15年間のprimary lease*
7405070799：2005年7月より15年間のprimary lease*
*延長可能
- 上流開発プロジェクト：
スチーム圧入(SAGD法)による生産は休止中
2010年代後半までに、露天掘り開発により、日量10万バレルの生産を計画(第一段階)、その後、日量20万バレルまで拡大予定(第二段階)
- 改質プロジェクト：
エドモントンに建設を予定した改質プラントに代わる改質手段を検討中

38

米国メキシコ湾 プロジェクト

Teikoku Oil (North America) Co., Ltd. / INPEX Gulf of Mexico Co., Ltd. **INPEX**



浅海海域鉱区

(Teikoku Oil (North America) Co., Ltd.)

- 当社権益比率
 - ・ Ship Shoal 72：25%
 - ・ West Cameron 401/402：25%
 - ・ Main Pass 118：10%
 - ・ ルイジアナ州・リース鉱区LSL
 - 19372:17.5%
 - 20183:25%
- コンセッション契約
- 生産量*
 - ・ ガス：日量約16百万立方フィート
 - ・ 原油：日量約1千バレル

大水深プロジェクト

(INPEX Gulf of Mexico Co., Ltd.)

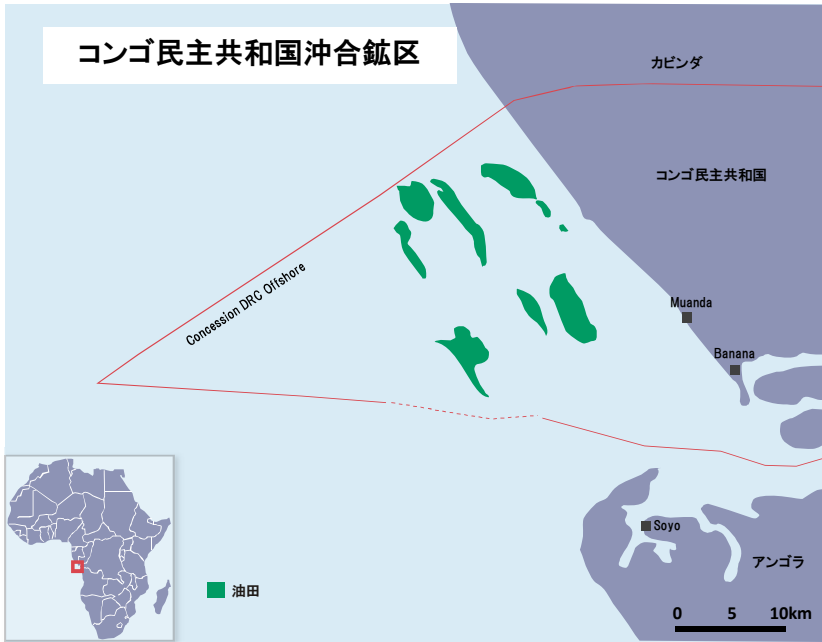
- 当社権益比率
 - ・ ウォーカー・リッジ95/96/139/140鉱区:15%
- コンセッション契約

*Ship Shoal72、West Cameron401/402、Main Pass 118、ルイジアナ州・リース鉱区LSLの全鉱区ベース、2012年3月平均日産量

39

コンゴ民主共和国沖合鉱区 帝石コンゴ石油

INPEX

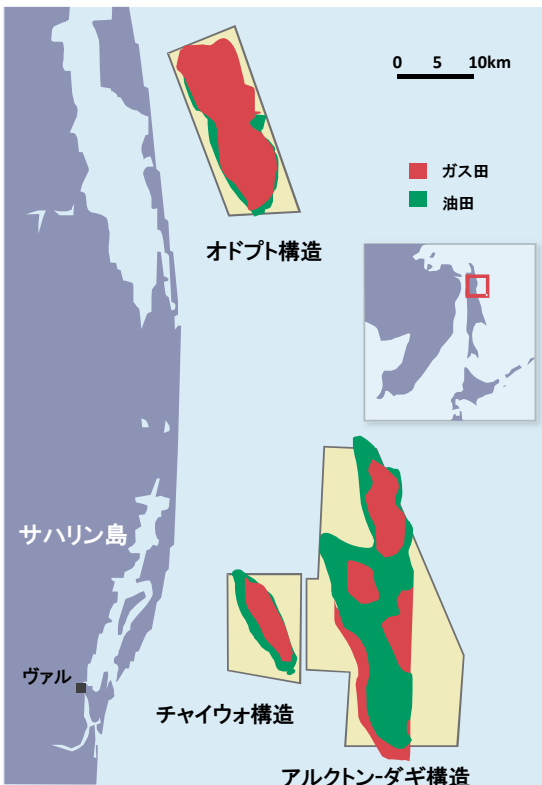


- 当社権益比率:32.28%
(オペレーター:ペレンコ)
- コンセッション契約(1969-2023年)
- 生産開始:1975年
- 生産量*: 日量約1.2万バレル

* 全鉱区ベース、2012年3月平均日産量

サハリン I サハリン石油ガス開発

INPEX



- サハリン石油ガス開発(SODECO):当社保有株式約5.74%
- SODECOのサハリン I における権益比率: 30.0%
- 生産量*
 - ・原油・コンデンセート 日量約15.1万バレル
 - ・ガス 日量約948百万立方フィート
- オペレーター: ExxonMobil
- PS契約: 2001年12月、20年間の開発期間に移行
- 2005年10月、チャイウオ構造より生産開始、2006年10月原油輸出開始
- 2010年9月、オドプト構造より生産開始
- 天然ガスをロシア国内に供給中。さらに中国等へ輸出を検討中

* 全鉱区ベース、2012年3月平均日産量

東シナ海 国際石油開発帝石

INPEX



- 1969年：試掘権を出願、1981・84年：地震探鉱を実施
- 1992年：中国側が平湖油・ガス田を発見、1998年生産を開始。1997～1999年：石油公団が地震探鉱を実施。2004～2005年：石油天然ガス・金属鉱物資源機構(JOGMEC)が地震探鉱を実施
- 2005年4月：経済産業省が試掘権設定のための処理手続きを開始、これを受け、九州経済産業局に対して、当社出願42,000km²のうち3エリア(約400km²)の試掘権設定の願いを提出。2005年7月：同3エリアの試掘権が付与され、8月に鉱業権設定が完了
- 2008年6月18日：東シナ海における日中間の協力について、両政府間で以下を基本合意。
 - ・日中間の東シナ海における共同開発
 - ・白樺(中国名:「春曉」)油ガス田開発
- 当社は、日中政府間協議の行方を見守りながら、作業着手への準備を整えつつ、関係官庁等と協議した上で進めたいと考えている

42

主要会社一覧及び石油契約①*

INPEX

会社名	鉱区名又はプロジェクト名	国名	石油契約	出資比率	ステージ
日本					
・国際石油開発帝石	南長岡ガス田ほか**	日本	コンセッション	-	生産中
アジア/オセアニア					
・国際石油開発帝石	マハカム沖鉱区	インドネシア	PS	-	生産中
・インペックス南マカッサル石油	セブク鉱区(ルビーガス田)	インドネシア	PS	100%	開発中
・ナトゥナ石油	南ナトゥナ海B鉱区	インドネシア	PS	100%	生産中
・MI Berau B.V.	ベラウ鉱区(タンゲーLNG)	インドネシア	PS	44%	生産中
・インペ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	PS	51.9%	開発準備作業中
・サウル石油	バユ・ウンダン	チモール海共同開発地域	PS	100%	生産中
・インペックス西豪州ブラウズ石油	WA-285-P**	オーストラリア	コンセッション	100%	探鉱作業中
・INPEX Ichthys Pty Ltd	WA-50-L(イクシス)**	オーストラリア	コンセッション	100%	開発中
・Ichthys LNG Pty Ltd	イクシスプロジェクト下流事業**	オーストラリア	-	72.805%***	開発中
・NPEX Oil & Gas Australia Pty Ltd	プレリユードFLNGプロジェクト	オーストラリア	コンセッション	100%	開発中
・インペックスチモールシー	キタン油田	チモール海共同開発地域	PS	100%	生産中
・アルファ石油	ヴァンゴッホ油田/ヨニストンユニット	オーストラリア	コンセッション	100%	生産中/開発中
・アルファ石油	ラベンスワース油田	オーストラリア	コンセッション	100%	生産中

注：* 2012年3月末時点

** オペレータープロジェクト

***当社イクシスLNGプロジェクト保有権益(プロジェクト全体の76%)のうち、一部権益の譲渡契約締結済みの大阪ガス株式会社(1.2%)、東邦ガス株式会社(0.42%)、東京ガス株式会社(1.575%)各社への譲渡について譲渡契約発効のための先行条件充足後の当社権益比率

43

主要会社一覧及び石油契約②*



会社名	鉱区名又はプロジェクト名	国名	石油契約	出資比率	ステージ
ユーラシア					
・インペックス南西カスピ海石油	ACG油田	アゼルバイジャン	PS	51%	生産中
・インペックス北カスピ海石油	カシャガン油田	カザフスタン	PS	45%	開発中
中東					
・ジャパン石油開発	ADMA鉱区(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	100%	生産中
アフリカ					
・帝石コンゴ石油	コンゴ民主共和国沖合鉱区	コンゴ民主共和国	コンセッション	100%	生産中
米州					
・インペックスカナダ石油	ジョスリンオイルサンドリース鉱区	カナダ	コンセッション	100%	開発準備作業中
・INPEX Gas British Columbia	カナダ シェールガスプロジェクト	カナダ	コンセッション	82%	生産中
・テイコク・オイル・アンド・ガス・ベネズエラ	コパ・マコヤ**/グアリョオリエントル	ベネズエラ	ジョイントベンチャー	100%	生産中
・Teikoku Oil (North America)	Ship Shoal 72ほか	米国	コンセッション	100%	生産中
・Frade Japão Petróleo Limitada	フラージ鉱区	ブラジル	コンセッション	37.5%***	生産停止中

注:* 2012年3月末時点

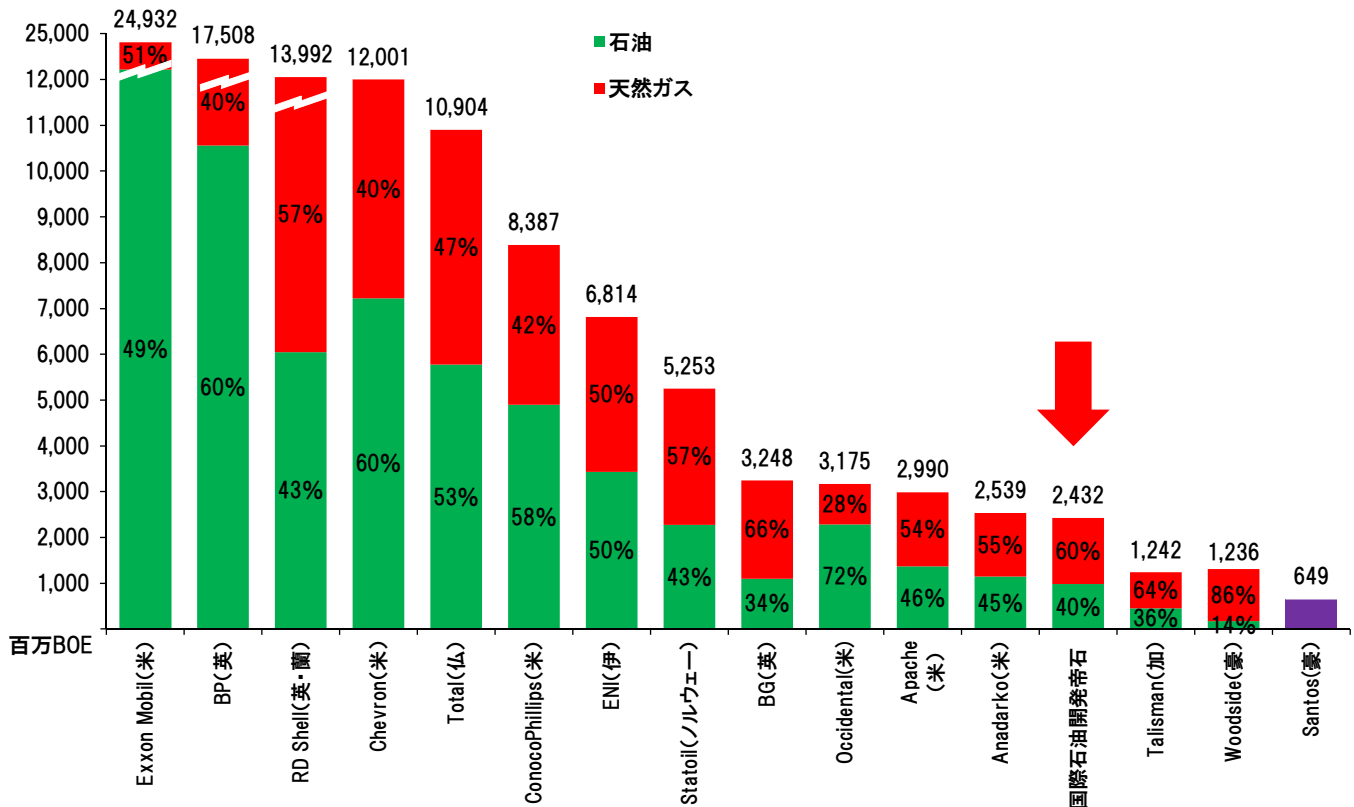
** オペレータープロジェクト

***インペックス北カンボス沖石油(当社の持分法適用関連会社)の子会社。出資比率(37.5%)は同社を通じた当社の実質的な比率。



その他

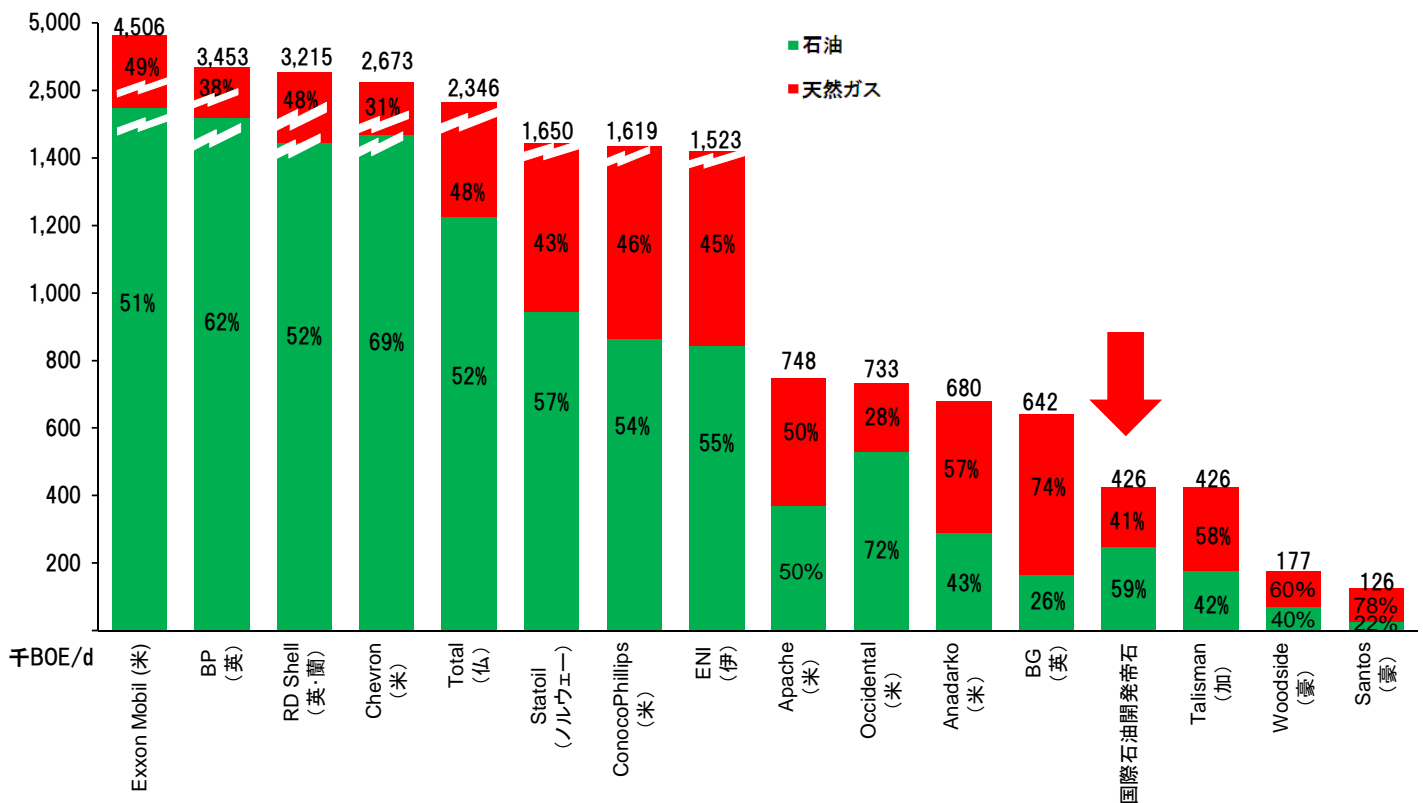
メジャー・主要な独立系石油ガス会社との 確認埋蔵量の比較



出所：直近の各社公表財務情報

注：各社2011年12月末時点であるが、当社は2012年3月末時点の米国証券取引委員会(SEC)規則に従った値(暫定値)。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、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・算定している。石油にはピチューメン、合成原油等非在来型資源を含む。比較企業として産油国国営企業は除外している。Santosの製品別割合については開示がないため、合計値のみプロットしている。

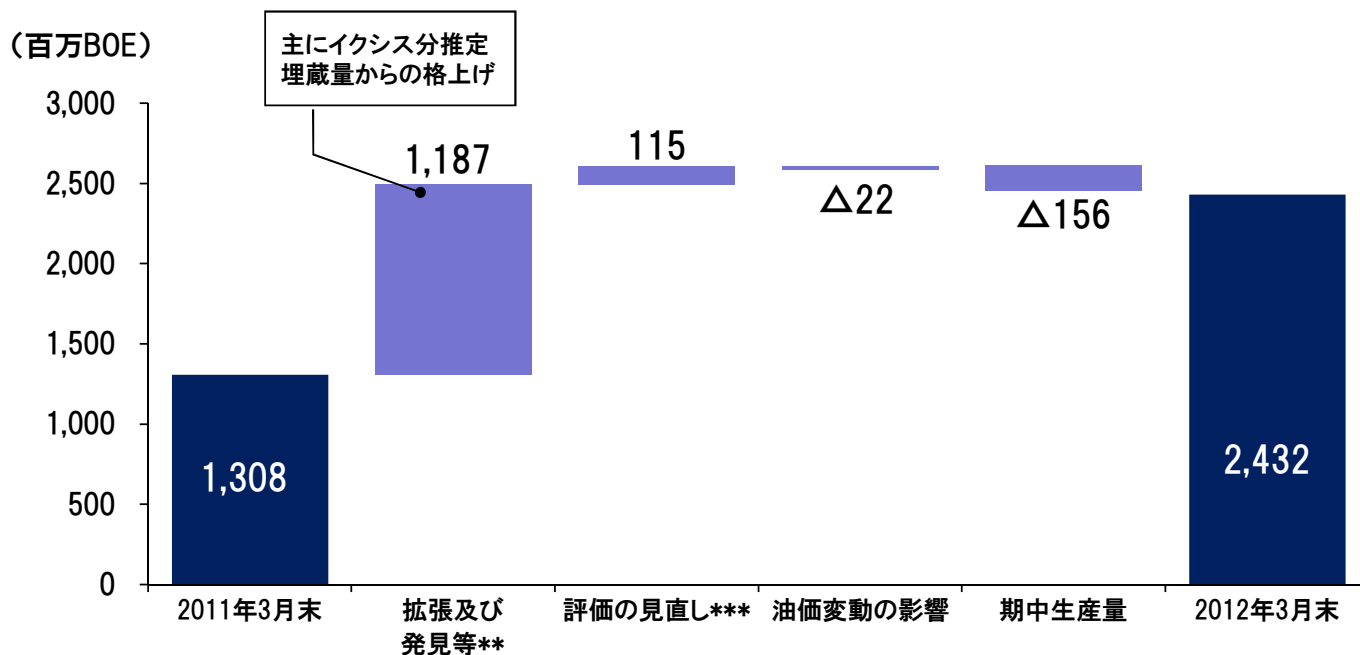
メジャー・主要な独立系石油ガス会社との 生産量の比較



出所：直近の各社公表財務情報

注：各社2011年12月期であるが、当社は2012年3月期の米国証券取引委員会(SEC)規則に従った数値。石油にはピチューメン、合成原油等、非在来型資源を含む。持分法適用会社の持分を含む。比較企業として産油国国営企業は除外している。

確認埋蔵量*の推移の要因分析

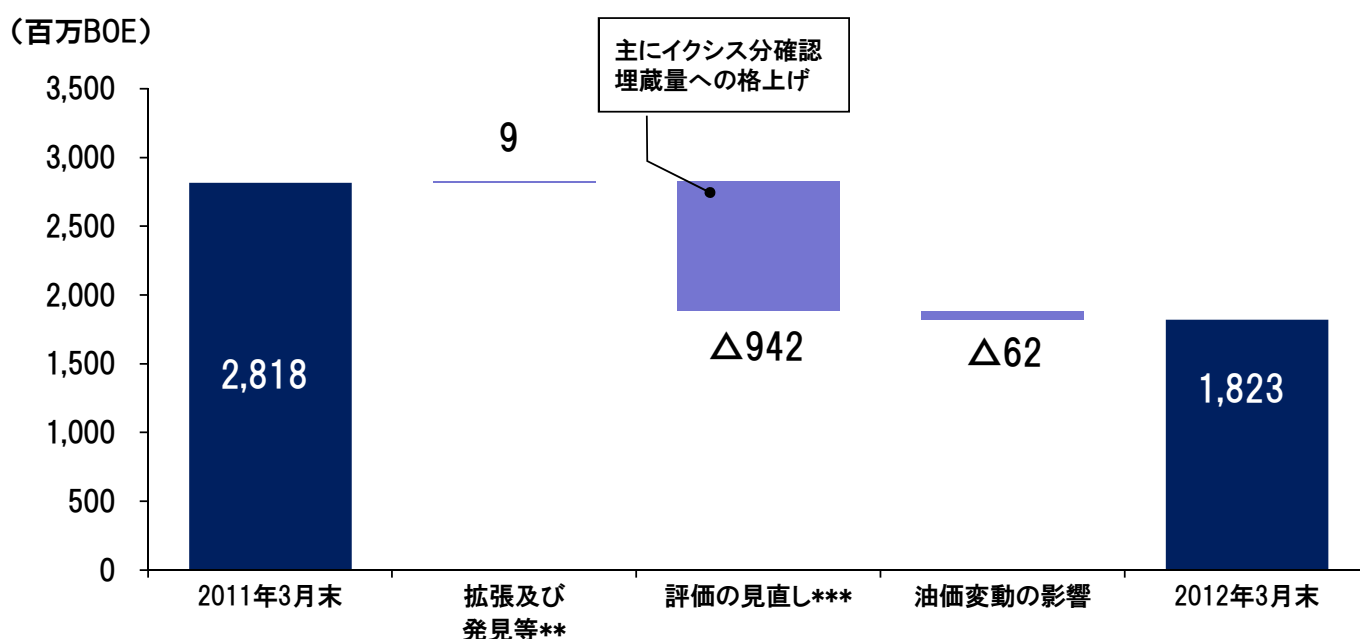


* 埋蔵量は、持分法適用会社を含む当社グループの主要なプロジェクトを対象とし、今後の開発投資が巨額であり、将来の業績への影響が大きいと考えられるプロジェクトについては、DeGolyer & MacNaughton社にて、その他については自社にて、評価・算定した値(暫定値)である。確認埋蔵量は、米国証券取引委員会(SEC)規則に従い評価・算定している。

** 買収及び売却等を含む。

*** 評価の見直しには、12年3月期からの天然ガスから原油への換算方法の変更を含む。

推定埋蔵量*の推移の要因分析



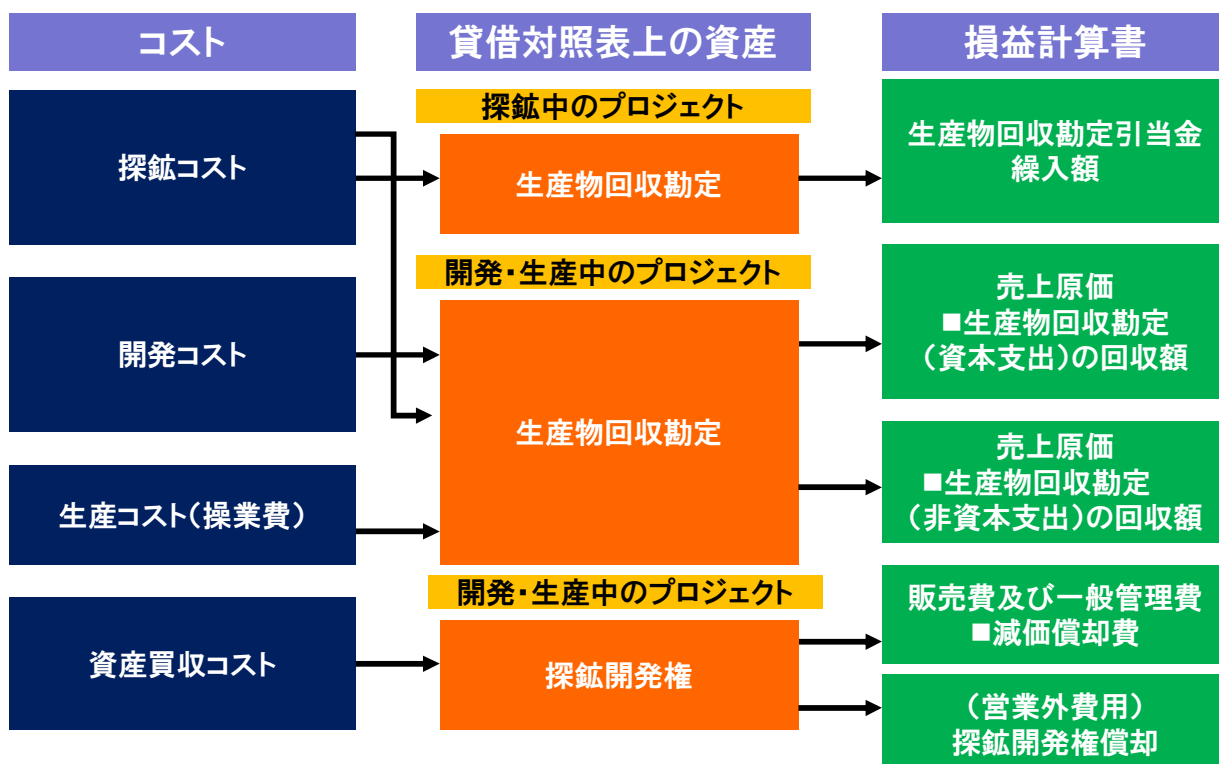
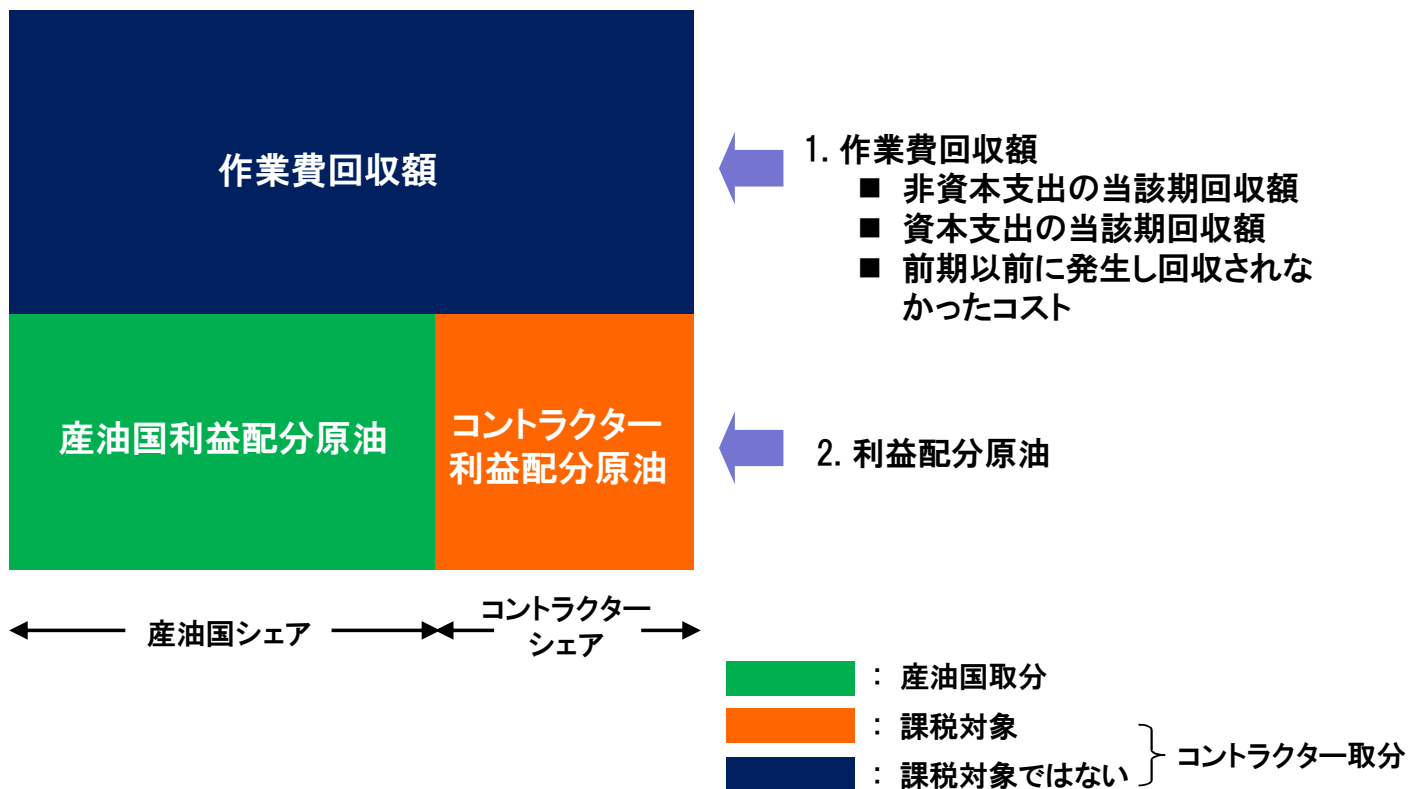
* 埋蔵量は、持分法適用会社を含む当社グループの主要なプロジェクトを対象とし、今後の開発投資が巨額であり、将来の業績への影響が大きいと考えられるプロジェクトについては、DeGolyer & MacNaughton社にて、その他については自社にて、評価・算定した値(暫定値)である。推定埋蔵量は、SPE(米国石油技術者協会)/WPC(世界石油会議)/AAPG(米国石油地質技術者協会)/SPEE(石油評価技術者協会)の2007年3月に承認されたSPE-PRMSIに従い評価・算定している。

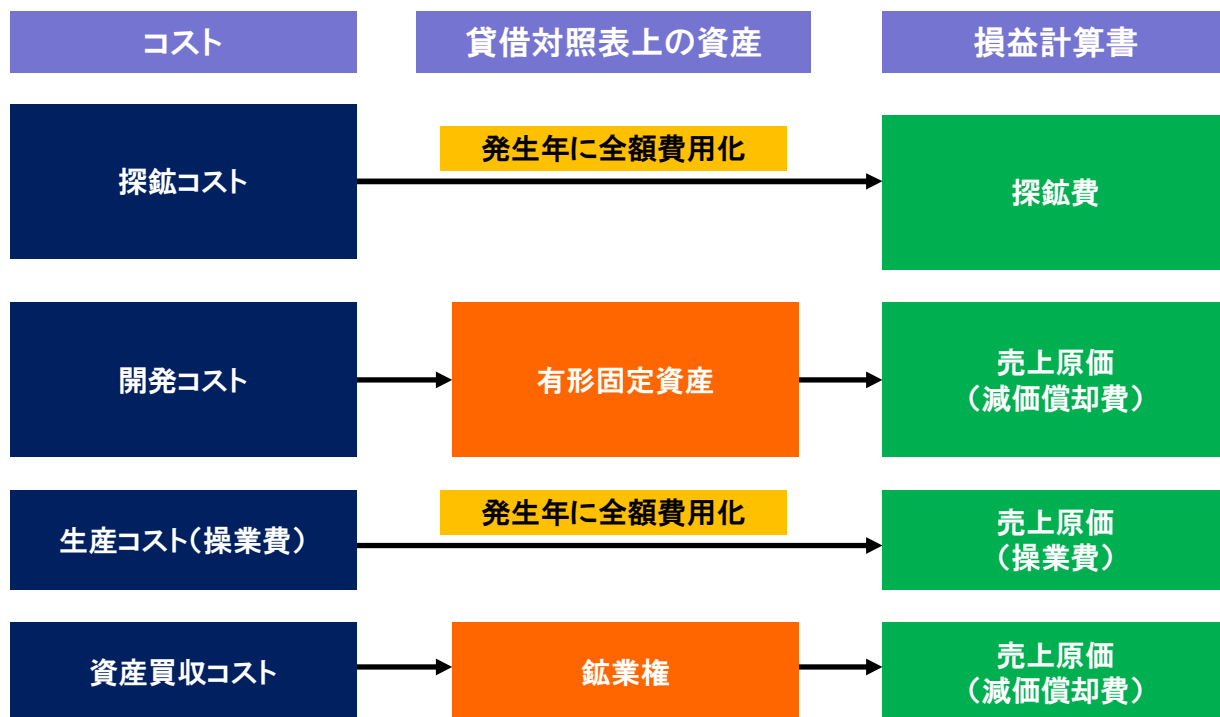
** 買収及び売却等を含む。

*** 評価の見直しには、12年3月期からの天然ガスから原油への換算方法の変更を含む。

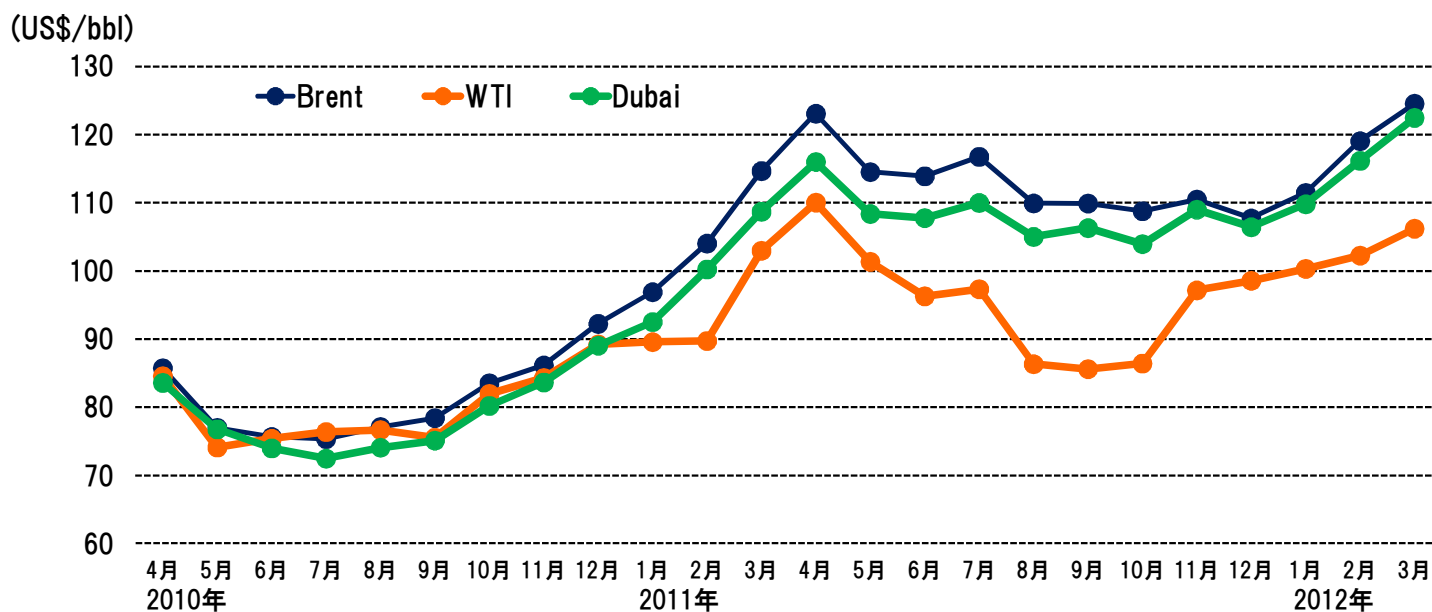
- 確認埋蔵量(proved reserves)の定義は、米国証券取引委員会規則 S-X Rule 4-10に従っており、地質的・工学的データに基づき、現在の経済条件及び操業条件の下で、契約期限までの間に合理的な確実性をもって回収することが可能である石油・ガスの数量(estimated quantities)とされております
- 確認埋蔵量に分類されるためには、炭化水素を採取するプロジェクトが開始されているか、妥当な期間内にプロジェクトを開始する合理的な確実性がなければならず、石油・ガス業界で用いられる埋蔵量の定義の中でも保守的な数値として広く認識されております
- また、米国証券取引委員会規則の定義による確認埋蔵量は、既存の坑井、施設及び操業方法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(probable reserves)及び予想埋蔵量(possible 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)の支援の下に策定した基準(2007PRMS)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石油・ガスの数量とされており、回収可能性の高さによって推定埋蔵量あるいは予想埋蔵量に分類されます
- 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(2P)を回収できる確率が50%以上であることが必要とされています
- 同じく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(3P)を回収できる確率が10%以上であることが必要とされています





油価の推移



	2011年 3月期	2011年												2012年 3月期
	平均	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	平均
Brent	87.24	123.09	114.52	113.90	116.75	109.93	109.91	108.79	110.49	107.72	111.45	119.06	124.54	114.18
WTI	83.38	110.04	101.36	96.29	97.34	86.34	85.61	86.43	97.16	98.58	100.32	102.26	106.21	97.33
Dubai	84.20	116.00	108.38	107.77	109.99	105.02	106.30	103.95	109.00	106.43	109.80	116.16	122.47	110.11