

参考データ集

国際石油開発帝石株式会社

2013年(平成25年)5月13日

連結子会社および持分法適用関連会社

連結子会社 61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)
INPEX Oil & Gas Australia Pty Ltd	オーストラリア	100%	開発中	12月
INPEX Gas British Columbia Ltd.	カナダ	45.09%	生産中/評価中	12月

持分法適用関連会社 15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
Angola Block 14 B.V.	アンゴラ	49.99%	生産中/開発中	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	66.07%	開発中	3月(仮決算)

セグメント情報

INPEX

2013年3月期(2012年4月1日～2013年3月31日)

(単位:百万円)

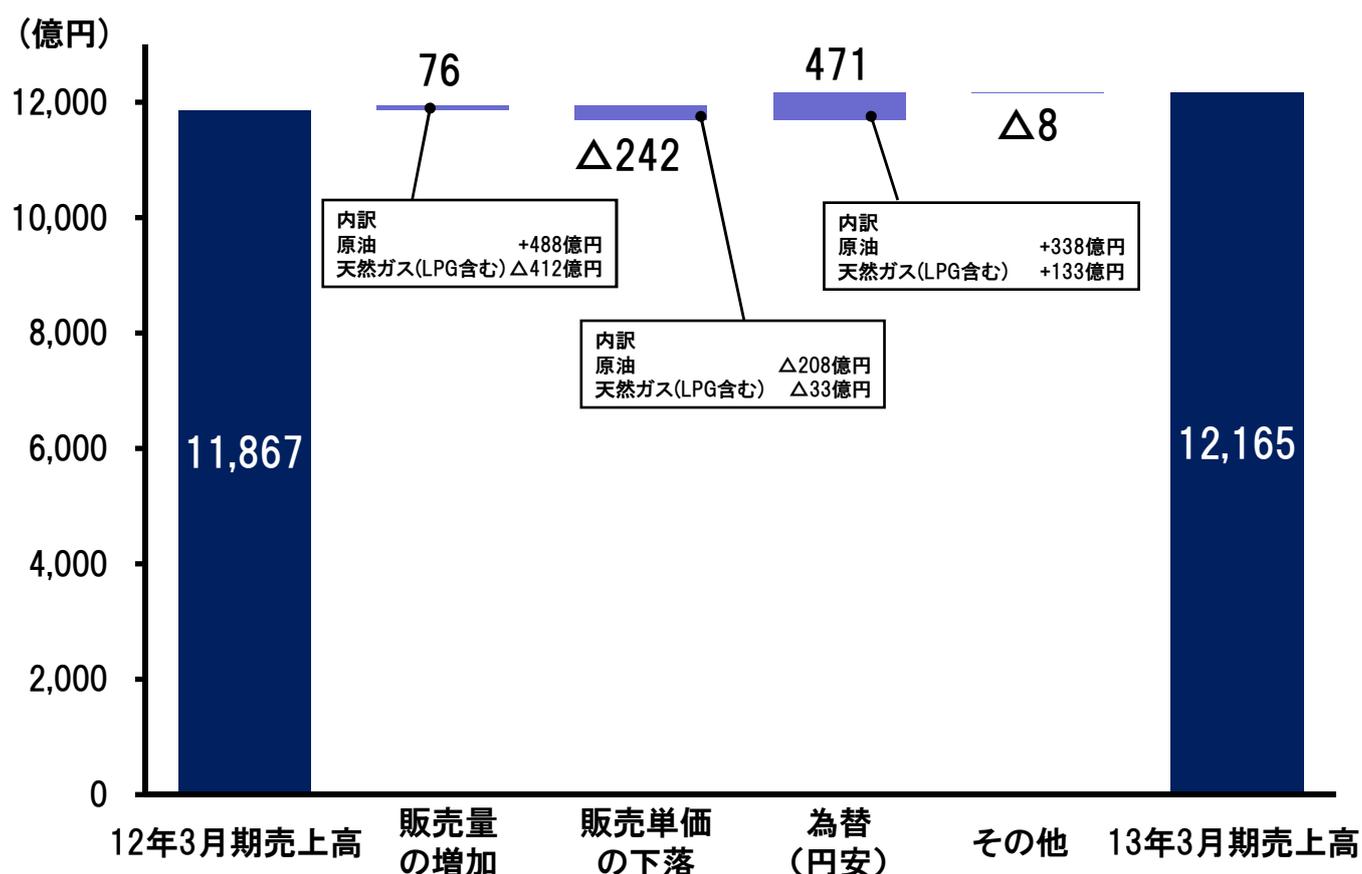
	日本	アジア・オセアニア	ユーラシア (欧州・NIS諸国)	中東・アフリカ	米州	計	調整額 (注1)	連結財務諸表計上額(注2)
売上高	118,936	485,275	85,540	520,835	5,944	1,216,533	—	1,216,533
セグメント利益 又は損失(△)	28,568	281,622	41,751	357,343	△6,089	703,196	△9,748	693,447
セグメント資産	265,467	690,763	526,519	266,649	188,208	1,937,607	1,678,551	3,616,158

- (注)1 (1) セグメント利益の調整額△9,748百万円は、セグメント間取引消去225百万円及び各報告セグメントに配分していない全社費用△9,974百万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1,678,551百万円は、セグメント間取引消去△2,551百万円及び各報告セグメントに配分していない全社資産1,681,103百万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

2013年3月期 売上高 増減要因分析

INPEX



3

LPG売上高

	12年3月期	13年3月期	増減	増減率
売上高 (億円)	243	272	29	12.0%
販売量 (千bbl)	3,436	3,807	371	10.8%
海外生産分平均単価 (\$/bbl)	84.69	85.12	0.44	0.5%
国内生産分平均単価 (¥/kg)	120	116	△5	△4.0%
平均為替 (¥/\$)	80.01	82.20	2.19円円安	2.7%円安

地域別販売量 (千bbl)	12年3月期	13年3月期	増減	増減率
日本	223 (21.2千ト)	148 (14.1千ト)	△75 (-7.1千ト)	△33.5%
アジア・オセアニア	3,213	3,659	446	13.9%
ユーラシア(欧州・NIS諸国)	-	-	-	-
中東・アフリカ	-	-	-	-
米州	-	-	-	-
合計	3,436	3,807	371	10.8%

4

利払い・償却・探鉱費前利益(EBIDAX)

(百万円)	12年3月期	13年3月期	増減	備考
純利益	194,000	182,961	△11,039	P/L
少数株主利益	36,104	5,909	△30,195	P/L
減価償却相当額	108,329	112,761	4,432	
減価償却費	48,026	51,915	3,889	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	-	C/F
生産物回収勘定(資本支出)の回収額	53,543	54,086	543	C/F PS契約に係る減価償却費相当額
探鉱費相当額	27,081	47,707	20,626	
探鉱費	11,747	20,124	8,377	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	14,816	15,131	315	P/L PS契約に係る探鉱費相当額
探鉱事業引当金操入額	518	12,452	11,934	P/L PS契約に係る探鉱費相当額
重要な非現金項目	△889	6,397	7,286	
法人税等調整額	△6,223	△9,932	△3,709	P/L
為替差損益	5,334	16,329	10,995	C/F
税引後ネット支払利息	△2,030	△4,835	△2,805	P/L 税引後の支払利息一受取利息
EBIDAX	362,595	350,900	△11,695	

5

生産物回収勘定の増減推移

INPEX

(百万円)	11年3月期	12年3月期	13年3月期
生産物回収勘定(期首)	514,645	534,330	568,318
増加:			
探鉱投資	23,990	25,320	22,043
開発投資	120,996	123,762	130,997
操業費	43,819	50,054	53,919
その他	2,819	4,501	5,101
減少:			
コスト回収(CAPEX)	50,816	53,543	54,086
コスト回収(Non-CAPEX)	95,665	98,869	107,937
その他	25,459	17,237	27,790
生産物回収勘定(期末)	534,330	568,318	590,565
生産物回収勘定引当金	96,879	100,671	112,870

6

収益性指標

INPEX

ネットROACE*

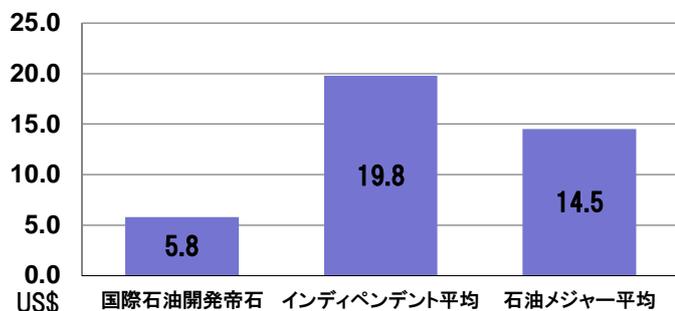
ROE**



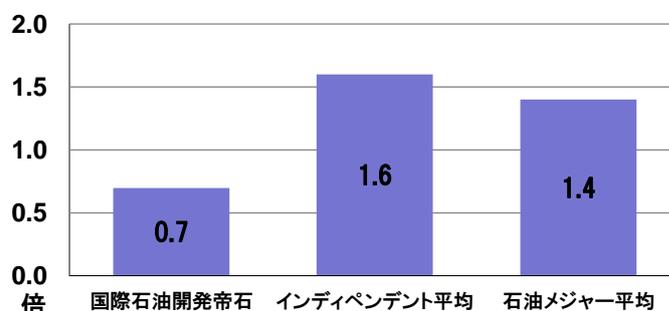
* ネットROACE = (当期純利益 + 少数株主損益 + (支払利息 - 受取利息) × (1 - 実効税率)) / (純資産及び純有利子負債)の期初と期末の平均値
 ** ROE = 当期純利益 / (純資産 - 少数株主持分)の期初と期末の平均値

7

EV／確認埋蔵量*



PBR**

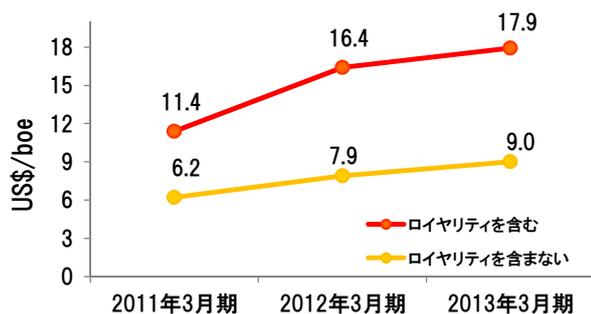


* EV(企業総価値)／確認埋蔵量 = (時価総額 + 総有利子負債 - 預金及び現金同等物 + 少数株主持分)／確認埋蔵量。時価総額は2013年3月29日時点、財務数値及び確認埋蔵量は、当社は2013年3月末時点、インディペンデント、石油メジャーは2012年12月末時点数値を使用。財務数値、確認埋蔵量は各社開示資料より。

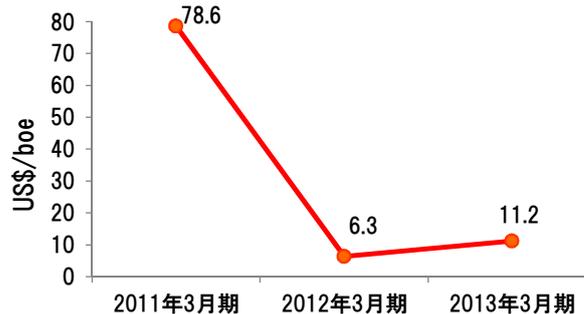
** PBR = 株価 / 一株当たり純資産。時価総額は2013年3月29日時点、財務数値は当社は2013年3月末時点、インディペンデント、石油メジャーは2012年12月末時点数値を使用。財務数値は各社開示資料より。

埋蔵量・生産量指標

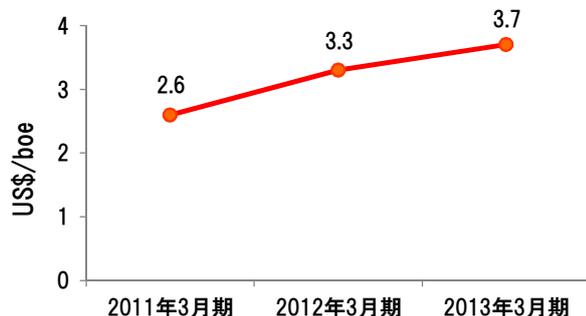
原油換算1バレル当たりの生産コスト



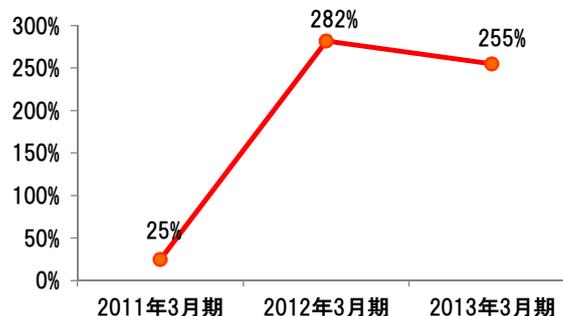
原油換算1バレル当たりの探鉱・開発コスト(3年平均)



原油換算1バレル当たりの販売費及び一般管理費

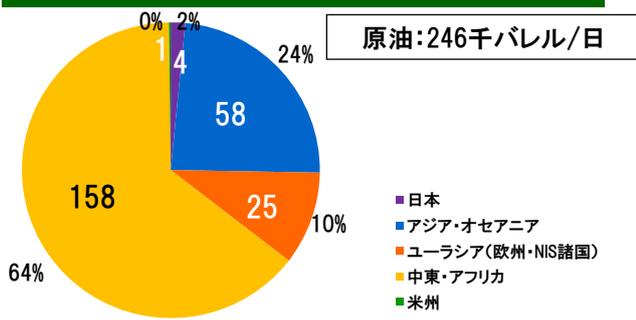


リザーブリプレースメントレシオ(3年平均)

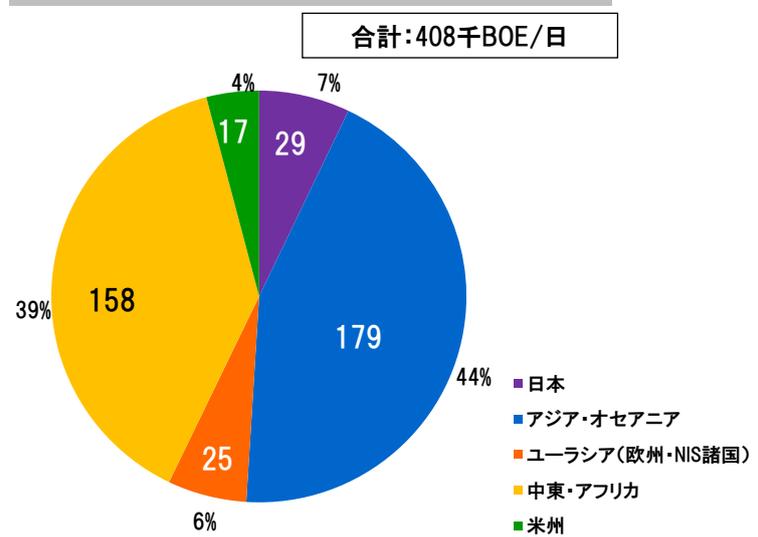


生産量*(2012年4月-2013年3月)

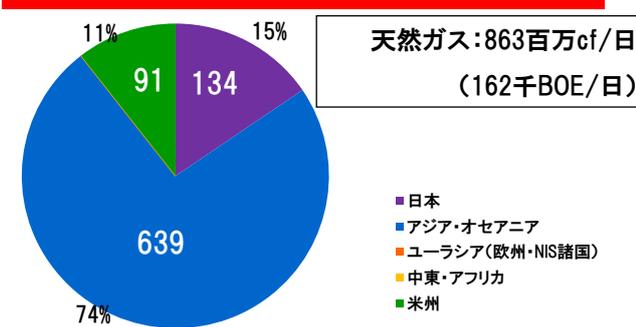
原油**



原油・天然ガス合計



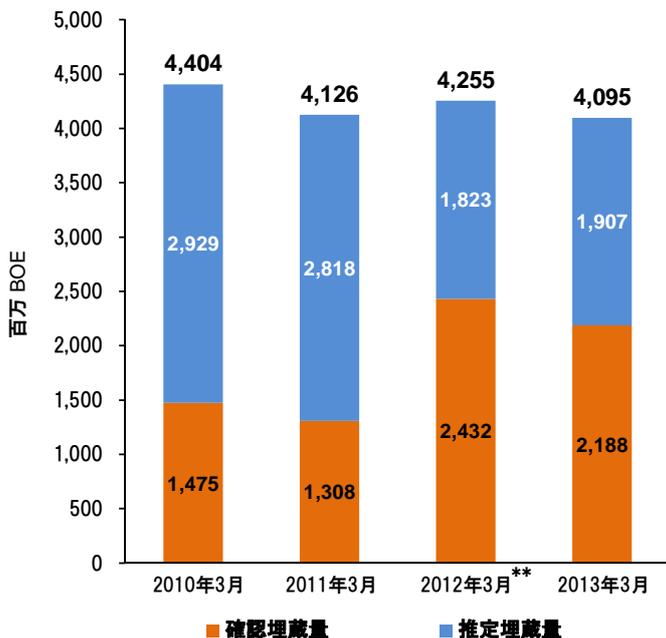
天然ガス



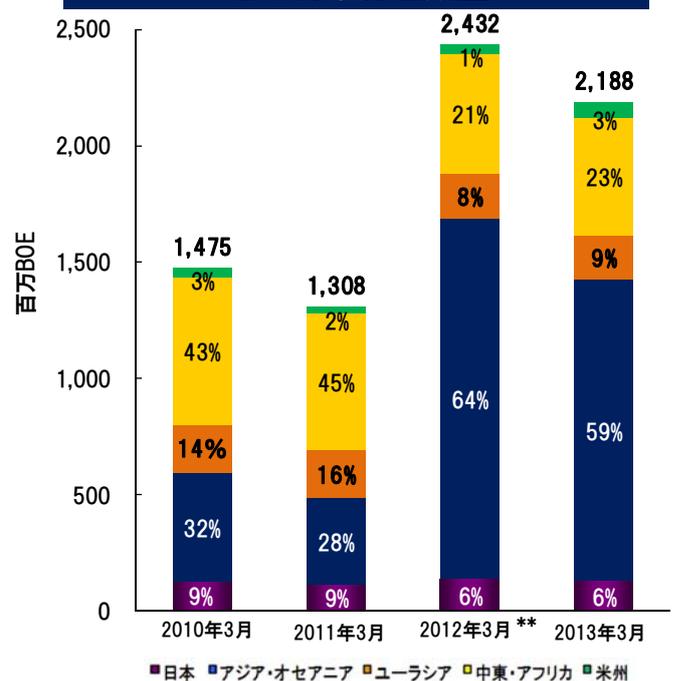
* 当社グループが締結している生産分与契約にかかる当社グループの原油及び天然ガスの生産量は、正味経済的取分に相当する数値を示しています。
** 原油には、コンデンセート及びLPGを含みます。

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



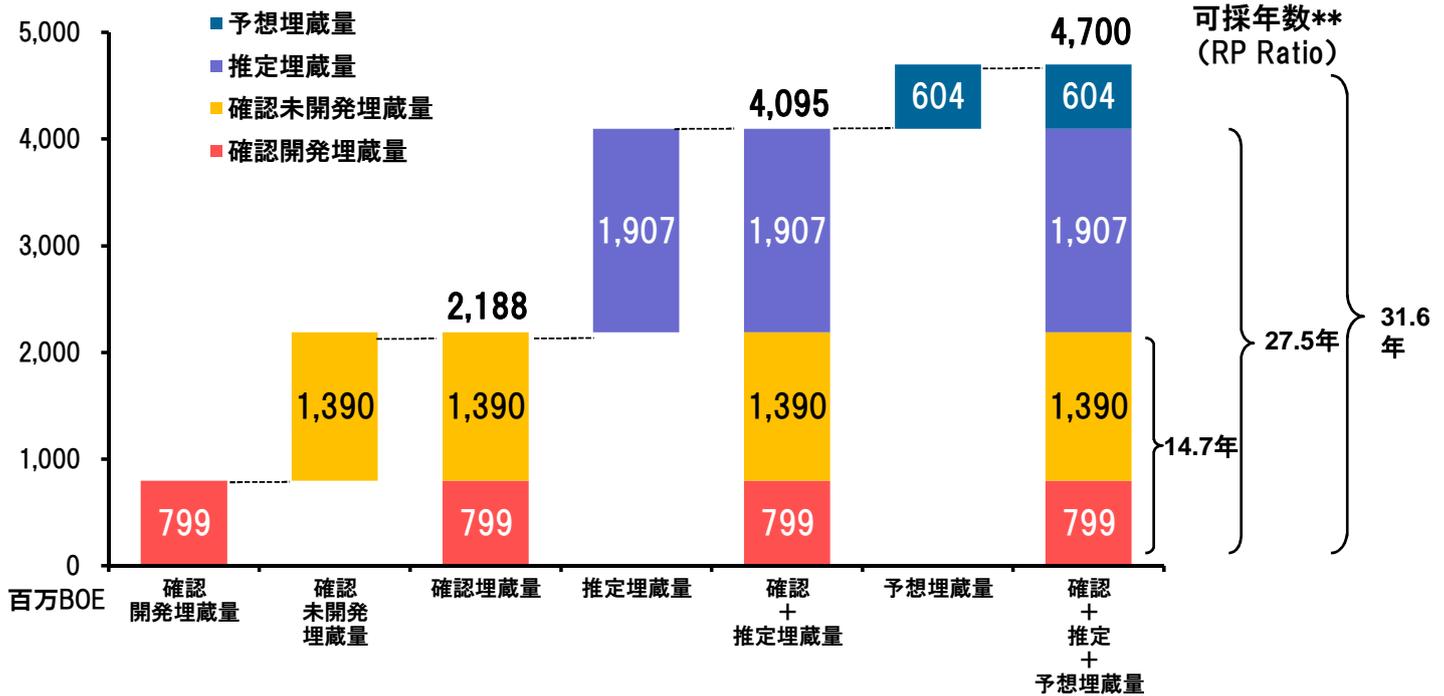
地域別確認埋蔵量



* 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・算定しています。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2007年3月に承認されたSPE-PRMSIに従い評価・算定しています。

** 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。

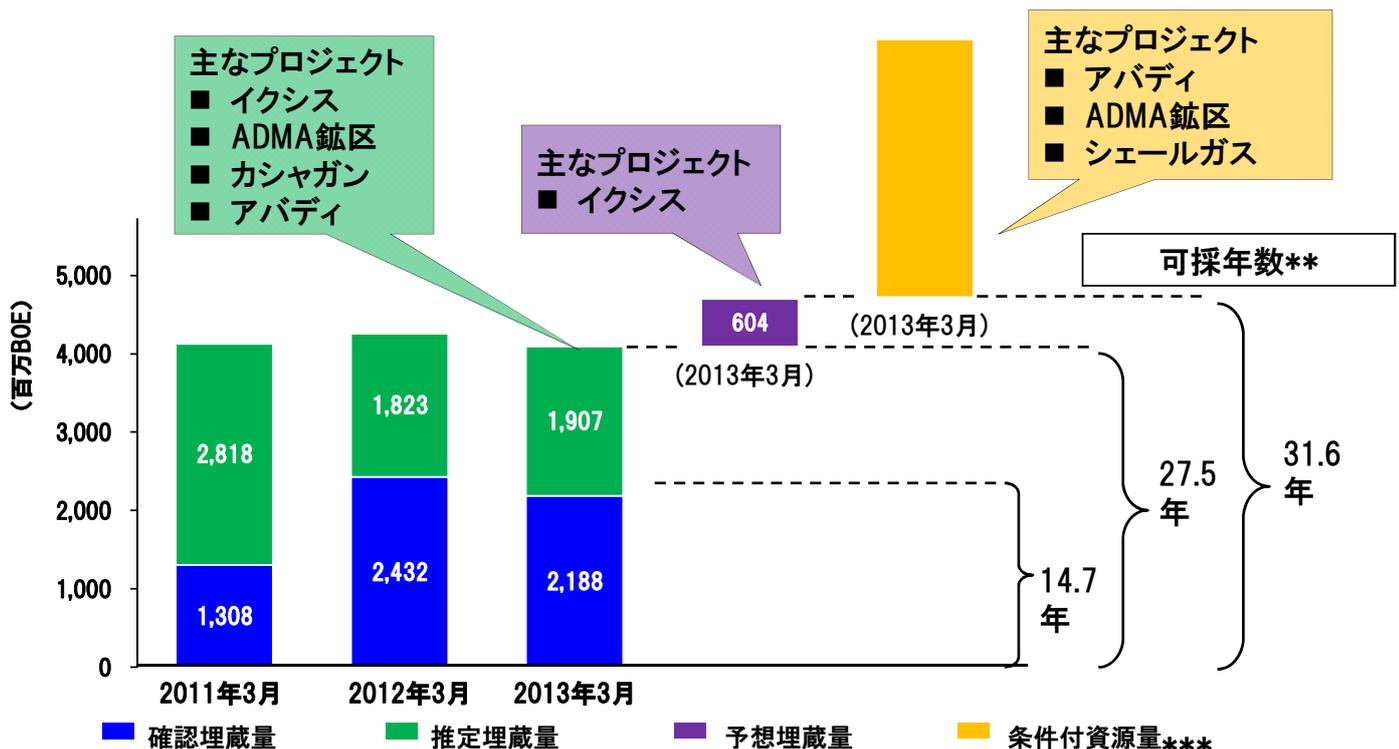
確認・推定・予想埋蔵量*による アップサイドポテンシャル



* 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・算定しています。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=2013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」/2013年3月期生産量実績 (RP Ratio: Reserve Production Ratio)

埋蔵量*の推移



* 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・算定しています。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。

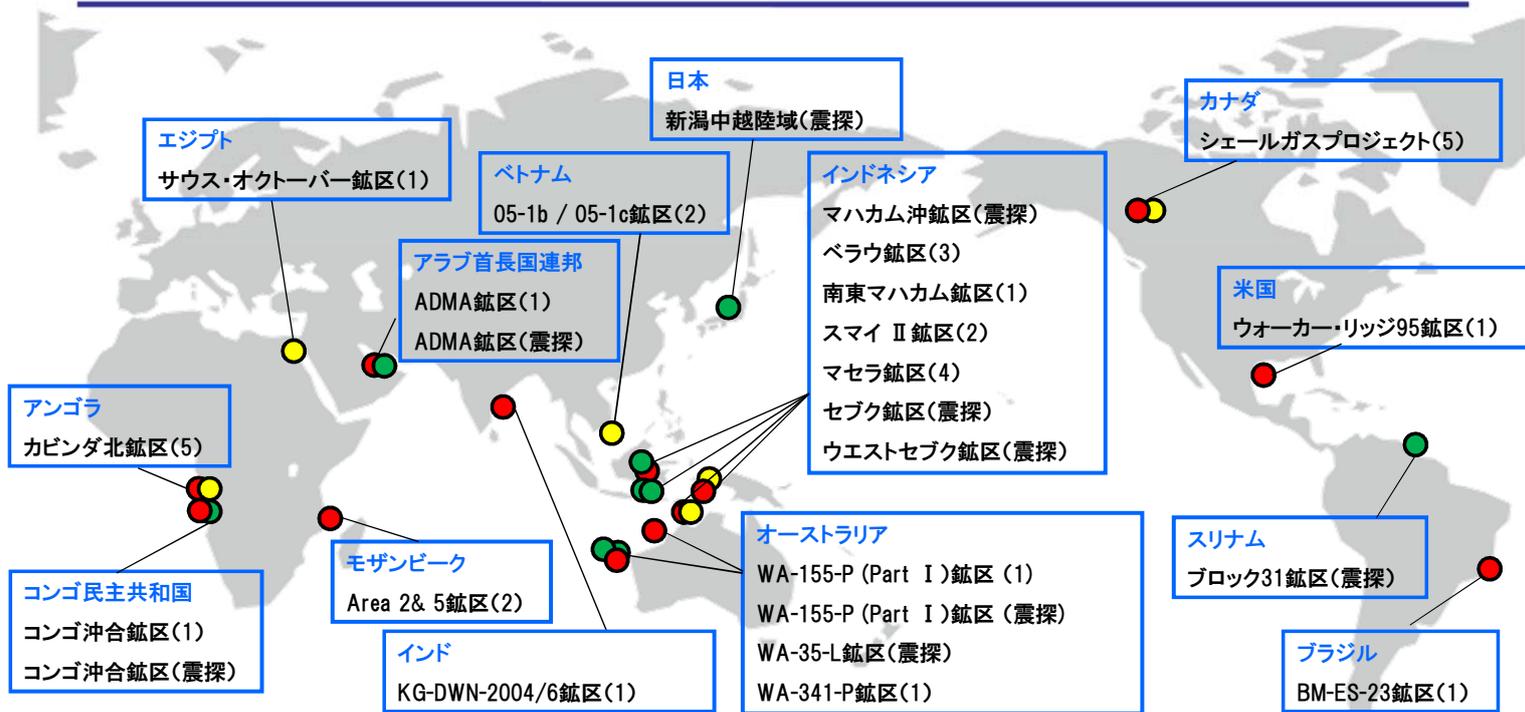
** 可採年数=2013年3月末「確認埋蔵量」、「確認埋蔵量+推定埋蔵量」、「確認埋蔵量+推定埋蔵量+予想埋蔵量」/2013年3月期生産量実績 (RP Ratio: Reserve Production Ratio)

*** 条件付資源量は当社による推定値です。SPE-PRMSの基準によれば、潜在的に回収可能と見込まれる炭化水素量の推定値ですが、現段階では諸条件により経済的に回収可能であると判断することができない資源量を指します。

**** 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。

プロジェクト参考データ

2014年3月期 探鉱計画*

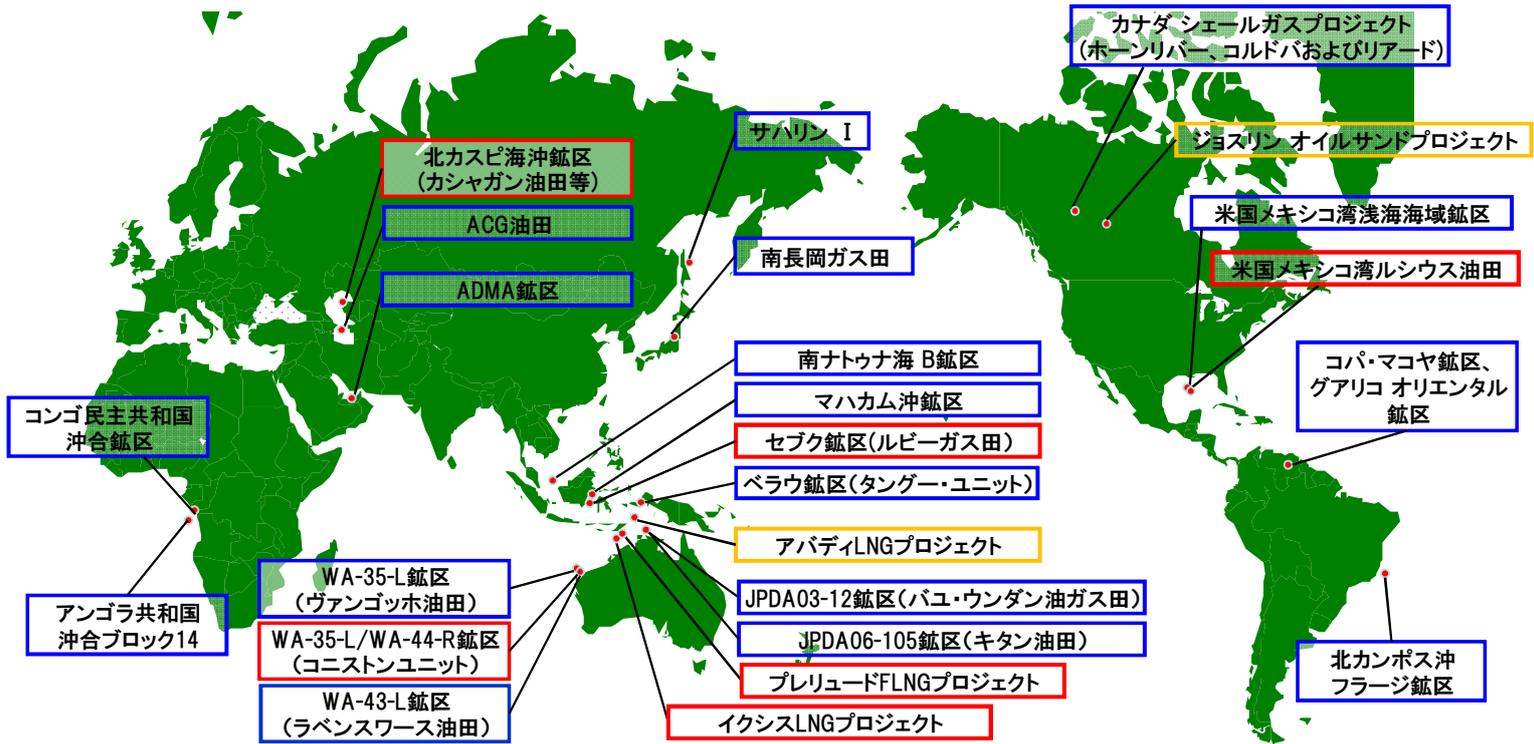


* ()内の数字は掘削坑井数

- 試掘井
- 探掘井
- 震探

	探鉱投資額 (億円)	試掘井 (坑)	探掘井 (坑)	2D震探 (km)	3D震探 (km ²)
2013年3月期(実績)	539	5	4	0	6,293
2014年3月期(予想)	910	17	15	100	5,519

主な生産・開発プロジェクト



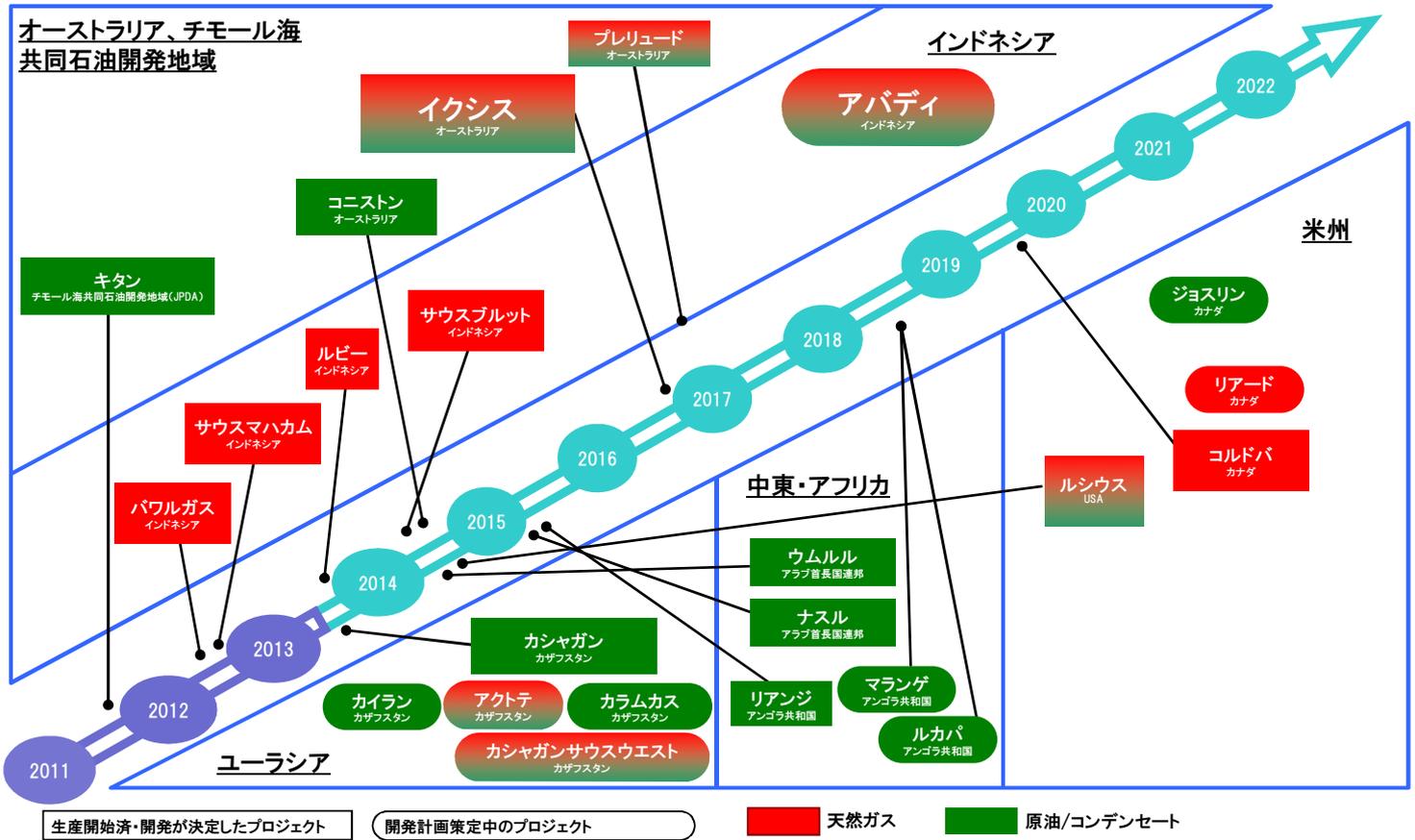
 生産中
 開発中
 開発準備作業中

生産開始スケジュール(1/2)

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
2013年度(2013年4月~2014年3月)	カシャガン油田(Phase1) 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)	カザフスタン インドネシア インドネシア	NCOC PEARLOIL ConocoPhillips	37万bbl/日 100MMscf/日 - ^{*3}	7.56% 15% 35%
2014年度(2014年4月~2015年3月)	ウムルル、ナスル油田 コニストンユニット メキシコ湾ルシウス油田(原油) (天然ガス)	アラブ首長国連邦 オーストラリア 米国	ADMA-OPCO Apache Anadarko	- ^{*3} - 約8万bbl/日 約450MMscf/日	12.0% 47.499% 7.2%
2015年度以降(2015年4月以降)	リアンジ油田、ルカパ油田、マランゲ油田 シェールガスプロジェクト(コルドバ地域) イクシスLNGプロジェクト(LNG) (LPG) (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) アバディLNGプロジェクト(1)(LNG) (コンデンセート) ジョスリンオイルサンドプロジェクト(露天掘り)	アンゴラ カナダ オーストラリア オーストラリア インドネシア カナダ	Chevron Nexen 当社 Shell 当社 TOTAL	約10万bbl/日 約1,250MMscf/日 ^{*4} 840万ト/年 約160万ト/年 約10万bbl/日 360万ト/年 約40万ト/年 約3.6万bbl/日 250万ト/年 8,400bbl/日 20万bbl/日	9.99% ^{*2} 40% 66.07% 17.5% 60% 10%
既発見・生産開始未定	カイラン/アクトテ/カラムカス/カシャガンサウスウェスト構造 シェールガスプロジェクト(リアード地域)	カザフスタン カナダ	NCOC Nexen	未定 未定	7.56% 40%

*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は、鉱区権益比率に当社出資比率を乗じたもの
 *2 リアンジ油田はアンゴラ・コンゴ両共和国間のユニタズ鉱区内に位置し、当社シェアは表記の1/2
 *3 プロジェクトパートナー各社との守秘義務上、公開不可
 *4 Horn RiverエリアとCordovaエリアを合わせたピーク生産量

生産開始スケジュール(2/2)



国内天然ガス事業



- 生産量*

- ・ 天然ガス: 約3.6百万m³/日 (134百万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

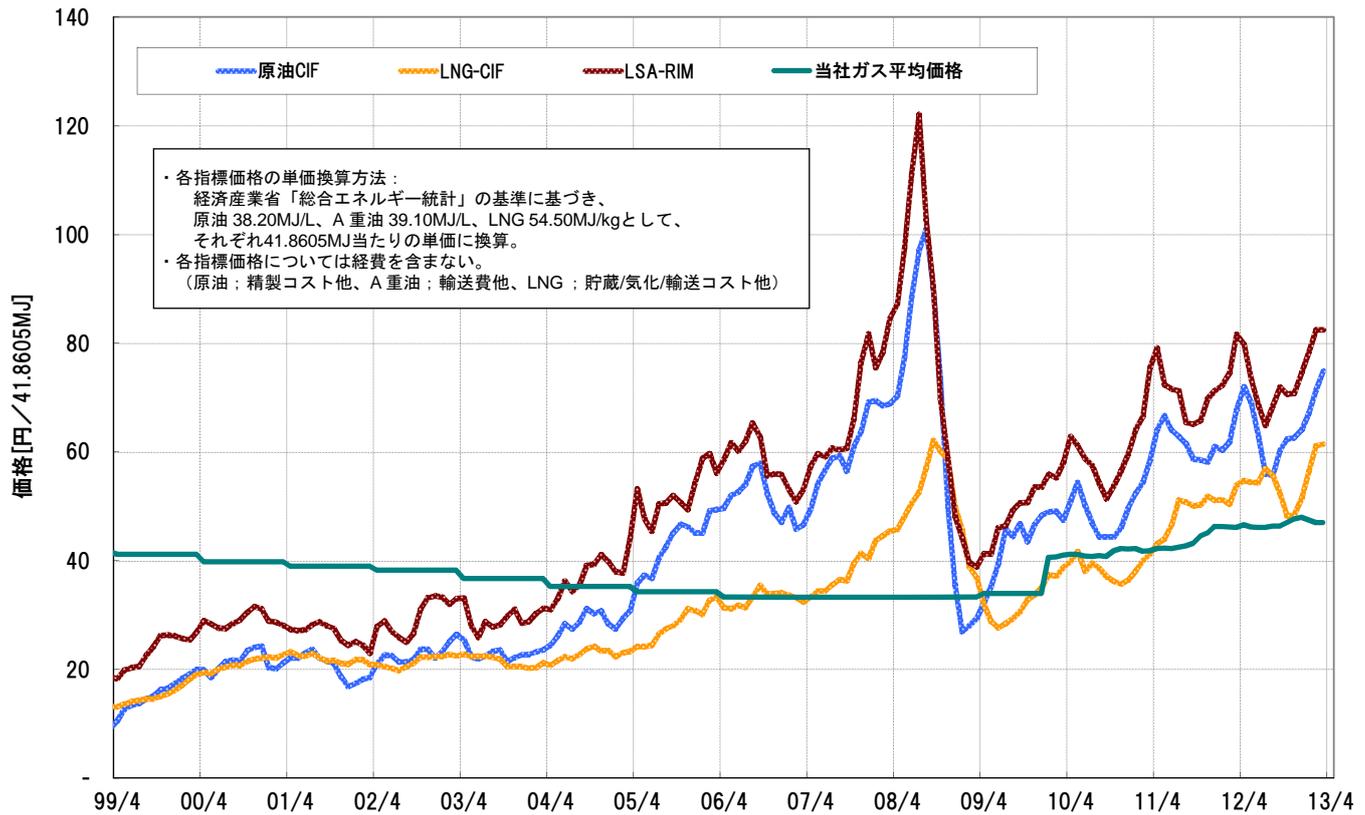
- ・ 2013年3月期販売量: 17.5億m³**
- ・ 2014年3月期販売量見通し: 18.0億m³**
- ・ 2020年代前半に25億m³、長期的に年間30億m³の供給見通し

- 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年商業運転開始予定)

* 国内油田・ガス田の合計(2013年3月期平均日産量)
 ** 1m³当たり41,8605MJ換算

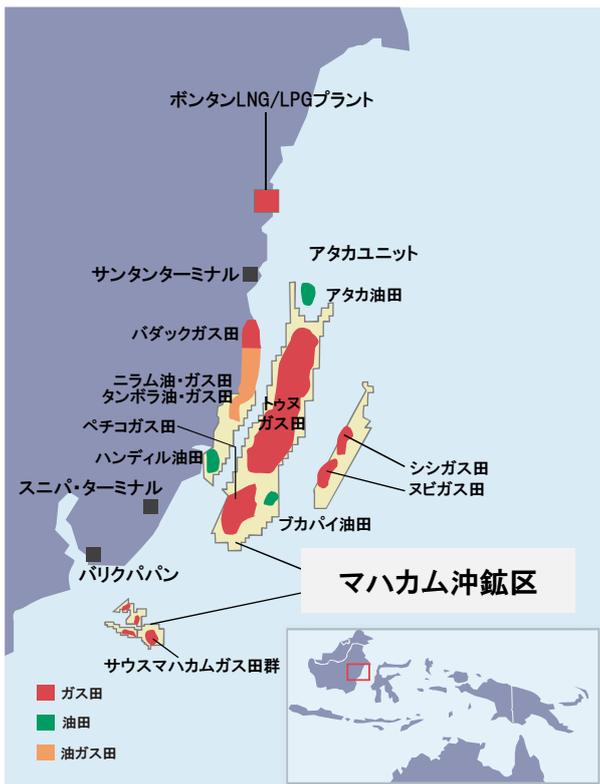
単位あたりの価格の比較



20

マハカム沖鉱区

国際石油開発帝石



* 全鉱区ベース、2013年3月平均日産量

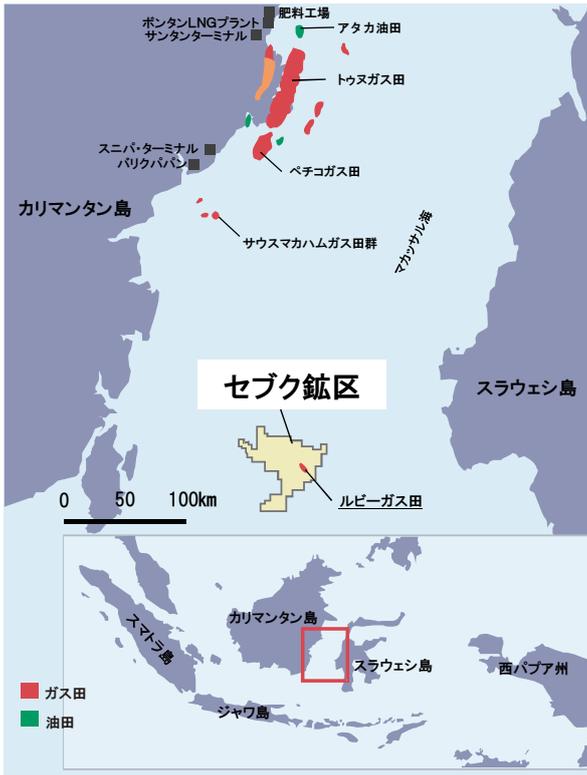
- 当社権益比率: 50%
(オペレーター: TOTAL)
- 生産量*
 - ・原油・コンデンセート: 日量約5.9万バレル
 - ・LPG: 日量約12千バレル
 - ・天然ガス: 日量約13.6億立方フィート
- PS契約: 2017年まで
- ポンタンLNG基地へのガス安定供給を目的として開発作業を継続
 - ・トウヌ/ペチコガス田の段階的開発
 - ・タンボラ油・ガス田の追加開発
 - ・シシ/ヌビ ガス田の開発
 - ・サウスマハカムガス田の開発作業実施
- 2012年4月、西ジャワ洋上LNG受入基地へ新規にLNG供給を開始。
- 2012年10月末、サウスマハカムガス田より生産開始。
- 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

21

セブク鉱区(ルビーガス田)

南マカッサル石油

INPEX



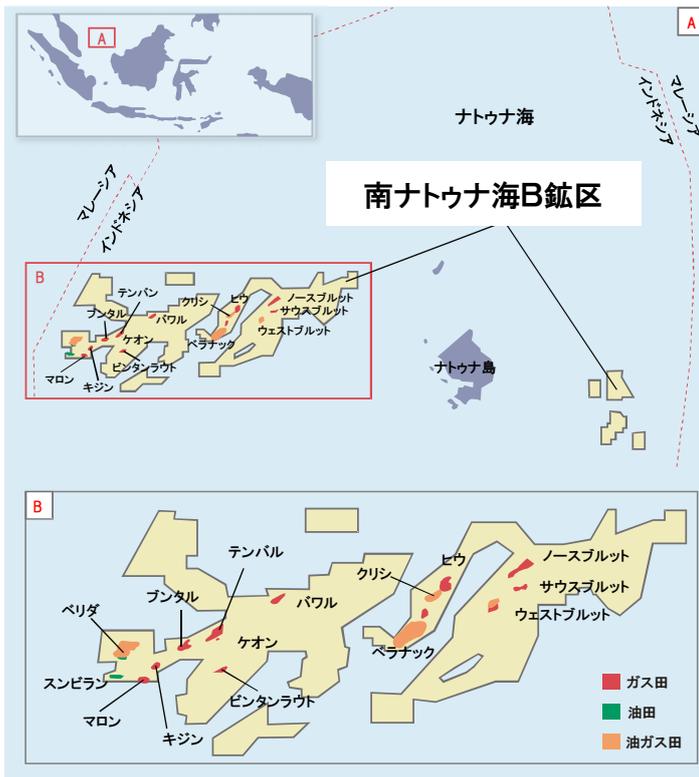
- 当社権益比率: 15%
(オペレーター: PEARLOIL (Mubadala))
- PS契約: 2027年まで
- 2008年7月、インドネシア政府よりルビーガス田の開発計画が承認
- 2010年8月、オペレーターであるPearl Energyと締結した権益譲渡契約のインドネシア政府承認を取得(当社15%権益取得)
- 2011年6月、開発移行決定
- 2013年第4四半期、生産開始予定
- 海上生産施設よりマハカム沖鉱区既存陸上施設へ海底パイプラインにより繋ぎ込みを予定
- 生産ガスの大部分をインドネシア国内肥料工場向けに供給予定

22

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3.6万バレル
 - ・ LPG: 日量約1.1万バレル
 - ・ 天然ガス: 日量約3.6億立方フィート
- 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
- 2012年7月、バウルガス田の生産開始
- 2014年第1四半期、サウスブルットガス田の生産開始予定

* 全鉱区ベース、2013年3月平均日産量

23

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



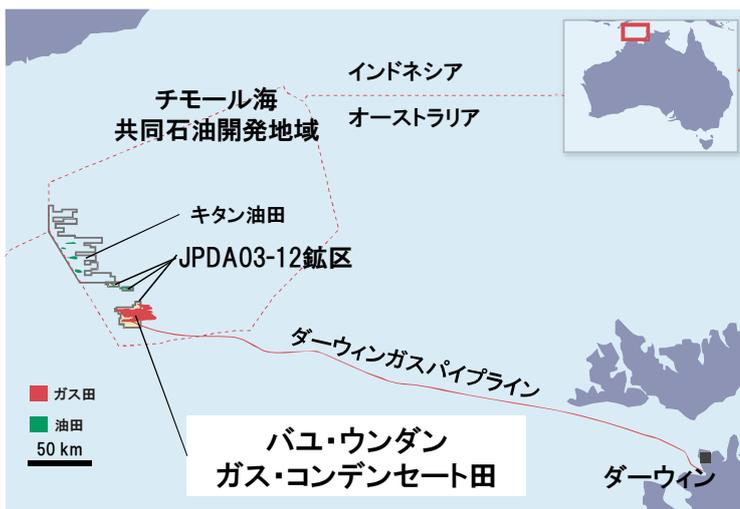
- MI Berau/MIベラウジャパン*:
 - 三菱商事とのJV(当社44%、三菱商事56%)
 - *MIベラウジャパンはケージーベラウ石油開発に約16.5%出資
- 権益比率:
 - ・MI Berau: タンゲー・ユニット 16.3%
 - ・ケージーベラウ石油開発: タンゲー・ユニット 8.56% (オペレーター:BP)
- 生産量*
 - ・コンデンセート: 日量約6千バレル
 - ・天然ガス: 日量約10.8億立方フィート
- PS契約: 2035年まで
- 生産計画: 年間760万トン
- 2009年7月、LNG船第1船出荷

* 全鉱区ベース、2013年3月平均日産量

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

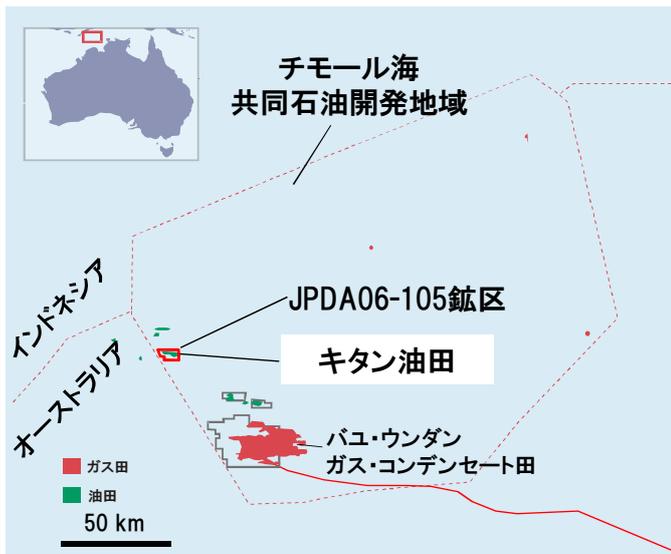


- 当社権益比率: 11.378120% (オペレーター: ConocoPhillips)
- 生産量*
 - ・コンデンセート: 日量約4.5万バレル
 - ・LPG: 日量約2.7万バレル
 - ・天然ガス: 日量約5.3億立方フィート
- PS契約: 2022年まで
- 2004年2月にコンデンセート/LPG販売開始
- 2005年8月、東京電力/東京ガスとLNG販売契約締結(2006年から17年間、年間300万トン)、2006年2月、LNG販売開始

* 全鉱区ベース、2013年3月平均日産量

キタン油田(JPDA06-105鉱区)

インペックスチモールシー

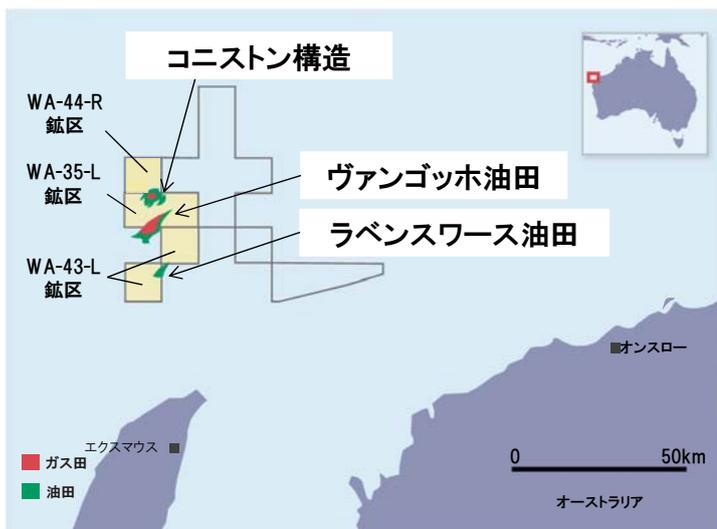


- 当社権益比率: 35%
(オペレーター: Eni)
- PS契約: 2035年4月まで(キタン油田)
- 2008年5月、キタン油田商業発見宣言
- 2010年4月、キタン油田の最終開発計画に対し共同管轄当局の承認取得
- 2011年10月、生産開始
- 生産量*:原油:日量約2.3万バレル

* 2013年3月平均日産量

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



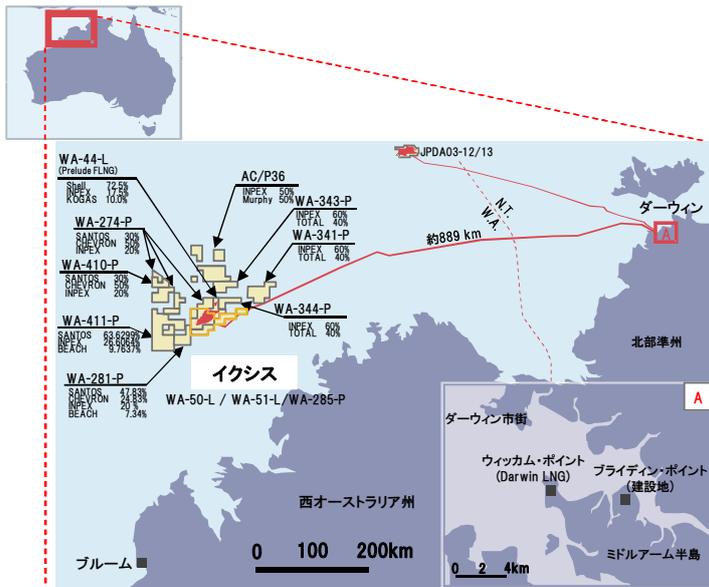
ヴァンゴッホ油田/コニストンユニット(WA-35-LおよびWA-44-R鉱区)

- 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1.3万バレル
- コニストンユニット: 2014年第2四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22,500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鉱区で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1.4万バレル

* 全鉱区ベース、2013年3月平均日産量

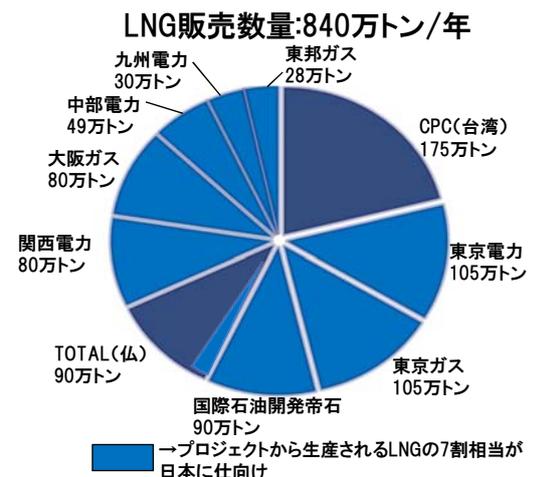


- 2012年1月13日、最終投資決定(FID)を発表
- 2016年末までに生産開始予定
- 生産量: LNG 年間840万吨(日本のLNG年間輸入量の1割強)、LPG 年間約160万吨、コンデンセート 日量約10万バレル(ピーク時)
- 埋蔵量: プロジェクトライフ40年。年間840万吨のLNGを約20年の長期にわたり生産可能(以降緩やかに減少)。豊富なLPG、コンデンセート有。確認埋蔵量約10.3億* BOE
- 権益比率: 当社66.07%、TOTAL30.0%、東京ガス1.575%、大阪ガス1.200%、東邦ガス0.420%、中部電力0.735%
- 当社権益比率66.07%ベース

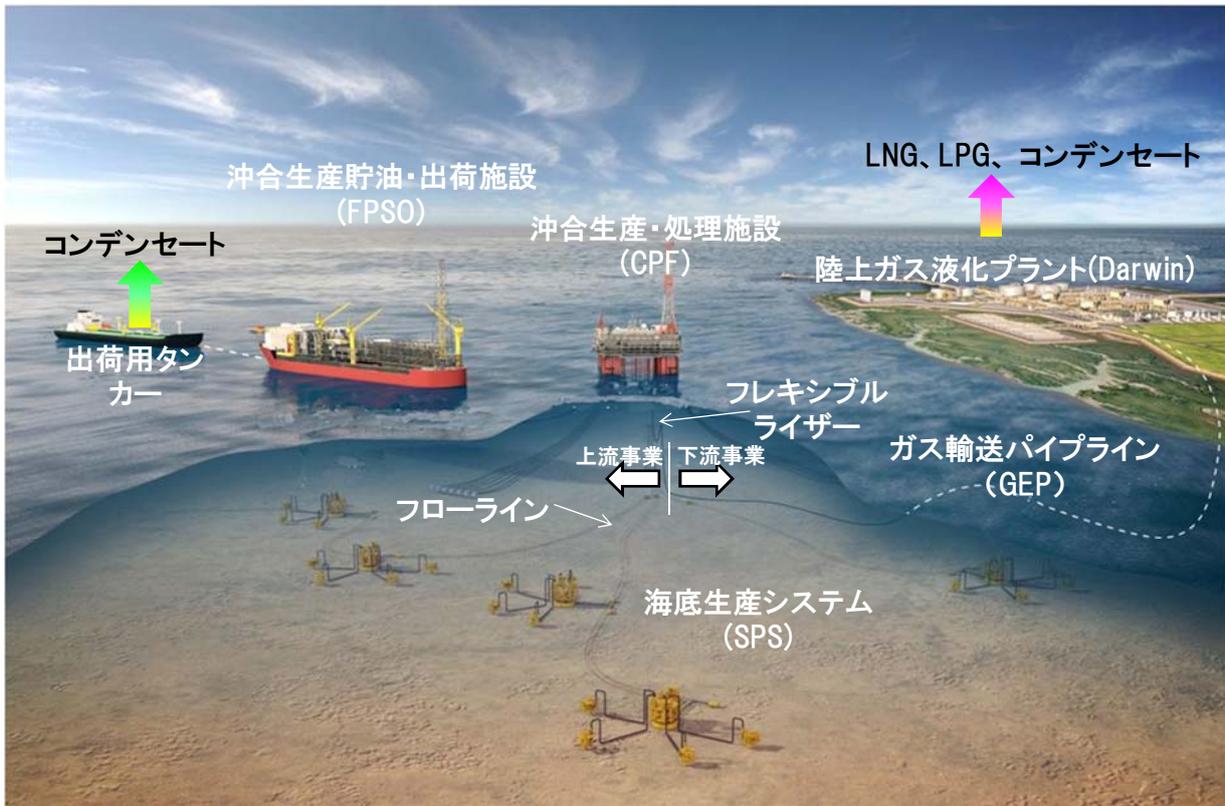
- マーケティング: LNG年間予定生産数量840万吨の全量の売買取約締結済
- 主要許認可: 環境、ガス輸送パイプラインのライセンス、生産ライセンス等全て取得済
- 開発投資額: 340億米ドル(プロジェクト100%)
- ファイナンス: 2012年12月、総額200億米ドルのプロジェクトファイナンスに係る融資関連契約に調印
- 開発作業: 主要EPC契約締結済

- 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
 - ダーウィン湾内浚渫作業: Van Oord(蘭)
 - 計装・制御システム: 横河電機(上流施設も含む)

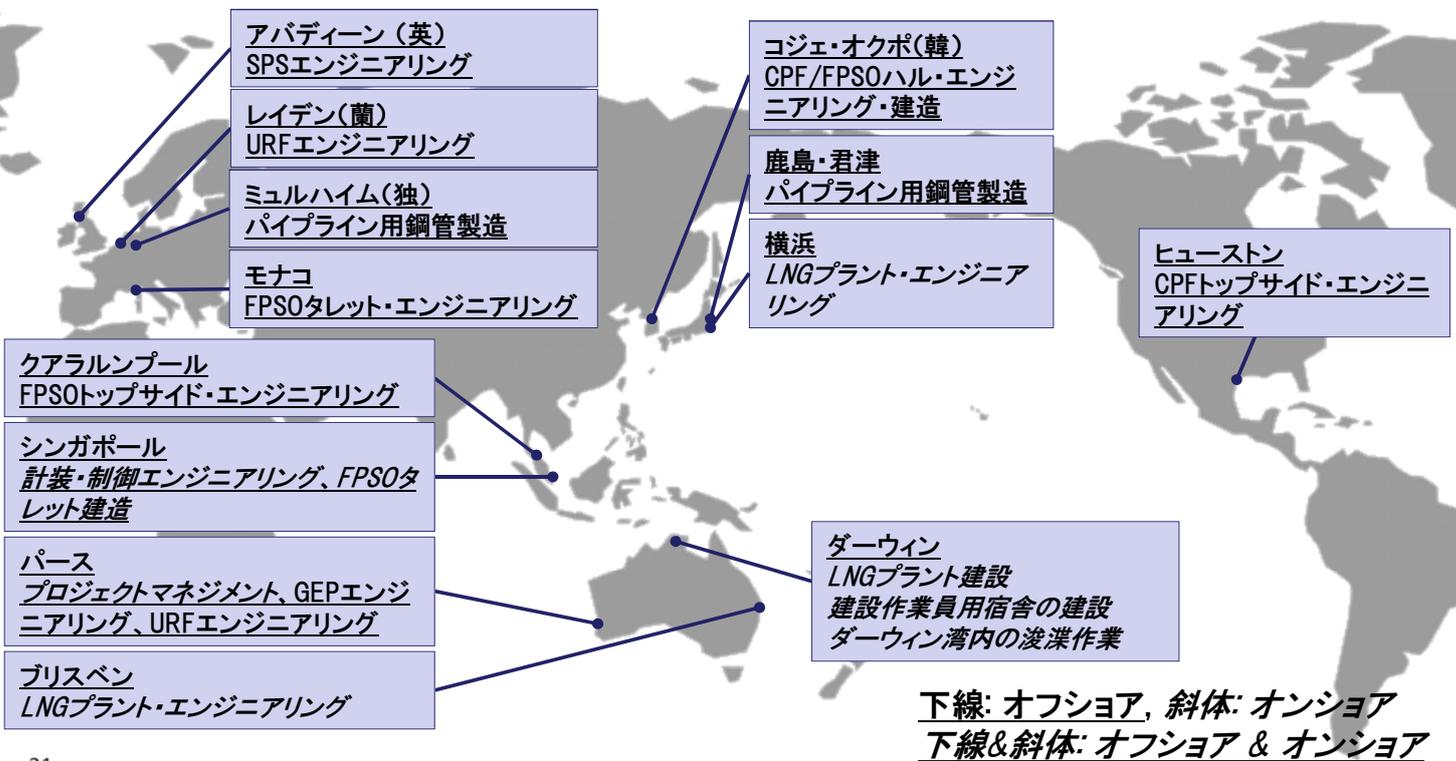
スケジュール:



イクシスLNGプロジェクトの開発コンセプト



現在、作業が進んでいる主なプロジェクト拠点



陸上ガス液化プラントサイト
(2013年4月現在、ダーウィン)



建設作業員用宿泊サイト
(2013年4月現在、ダーウィン)



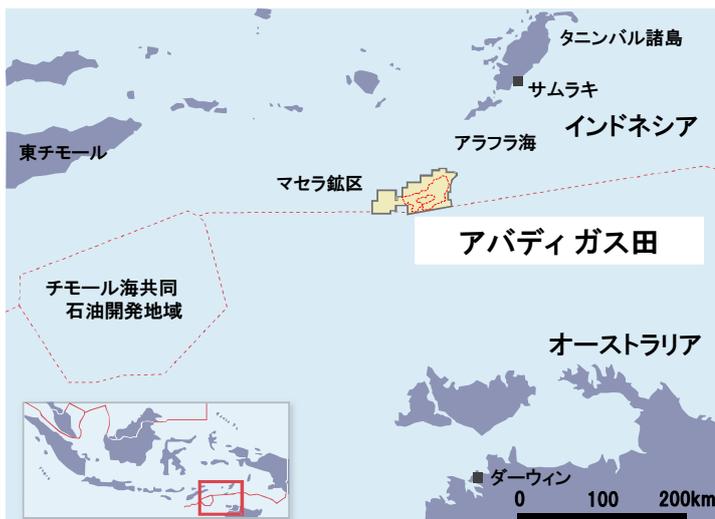
フレキシブルライザーの製造
(2013年2月現在、フランス)



ダーウィン湾内浚渫作業
(2013年3月現在、ダーウィン)



32



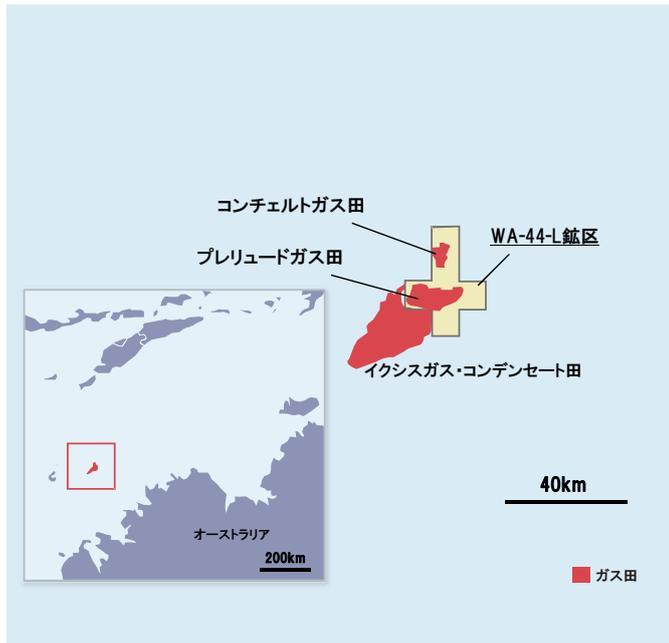
- 2012年11月に海底生産施設の基本設計 (FEED)作業開始。2013年1月にFLNGのFEED作業開始。
- 環境社会影響評価(AMDAL)の手続き中
-2013年中にAMDALレポートを完成させ、環境省よりAMDALの最終承認を取得予定
- Shellとの戦略的パートナーリング
-Shellによる技術・人的支援の有効活用
- 生産分与契約に基づき10%の参加権益をインドネシア政府の指定するインドネシア企業に譲渡する予定
- ガス田埋蔵量/追加開発のための取り組み
-FEED開始を受け、推定埋蔵量に格上げ(2013年3月末当社埋蔵量評価)
-2013年6月から評価井3坑、試掘井1坑の掘削を予定

33

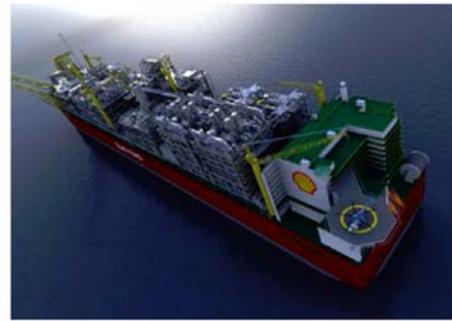
プレリウドFLNGプロジェクト

INPEX Oil & Gas Australia Pty Ltd

INPEX



- 権益比率: 17.5%(オペレーター: Shell)
- 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



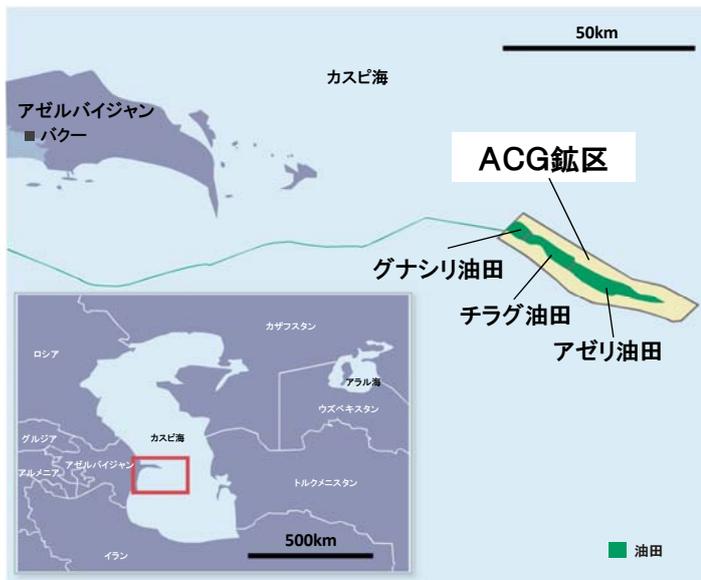
FLNG船イメージ

34

ACG油田

インペックス南西カスピ海石油

INPEX



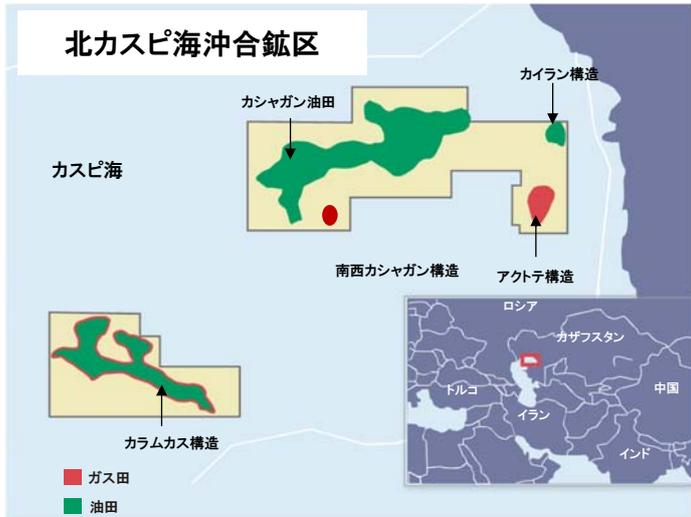
- 当社権益比率: 10.9644%(オペレーター: BP)
- 生産量*: 日量約64.0万バレル
- PS契約: 2024年まで
- チラグ油田1997年生産開始
- フェーズ1: アゼリ油田中央部2005年2月に生産開始
- フェーズ2: アゼリ油田西部2005年12月に生産開始、アゼリ油田東部2006年10月に生産開始
- フェーズ3: グナシリ油田深海部2008年4月に生産開始
- 2010年3月、追加開発(Chirag Oil Project、(COP)の政府承認(2013年末生産開始予定)

* 全鉱区ベース、2013年3月平均日産量

35

カシャガン油田ほか インペックス北カスピ海石油

INPEX

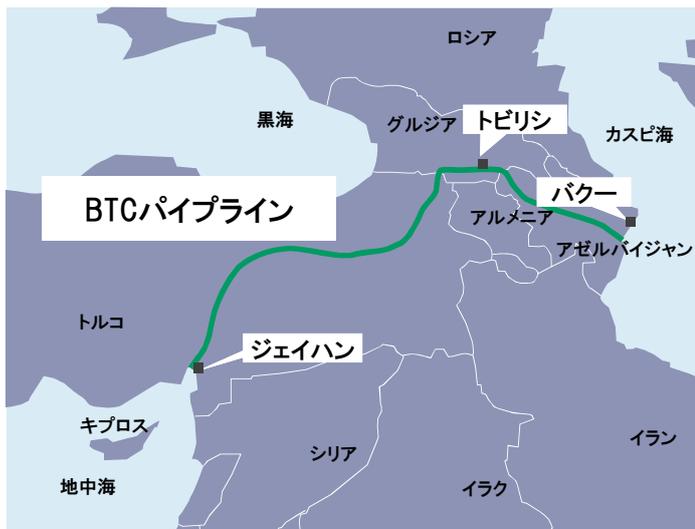


- 当社権益比率: 7.56%(オペレーター: NCOC(North Caspian Operating Company))
- PS契約: カシャガン油田 - 2021年末まで*
- カラムカス/アクトテ/カيران/南西カシャガンの4構造の評価作業を実施中
- カシャガン油田(Experimental Program)
 - コミッショニング作業実施中。
 - 2013年中旬: 段階的な生産準備作業開始予定
 - 生産開始目標: 2013年第3四半期
 - 原油生産量目標: 日量ピーク37万バレル
 - 追加計画: 日量ピーク45万バレル目標

*20年間の延長オプション有り

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

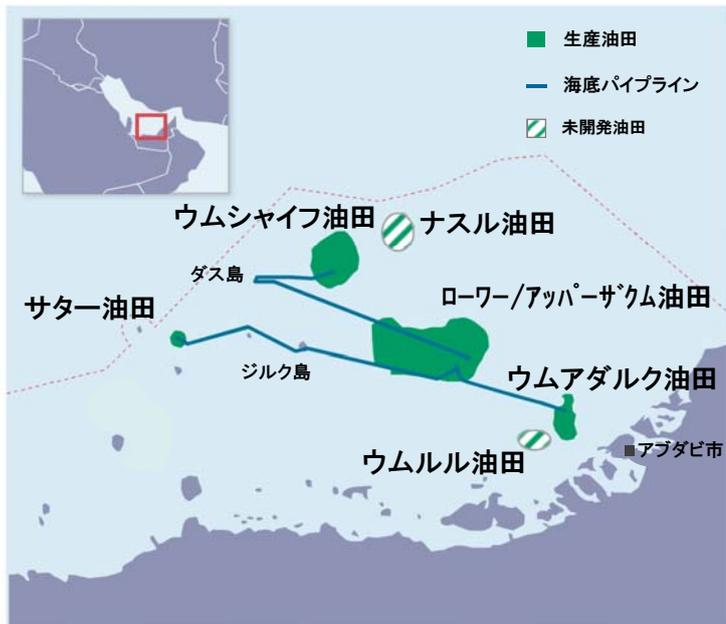
INPEX



- 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

ADMA鉦区 ジャパン石油開発(JODCO)

INPEX

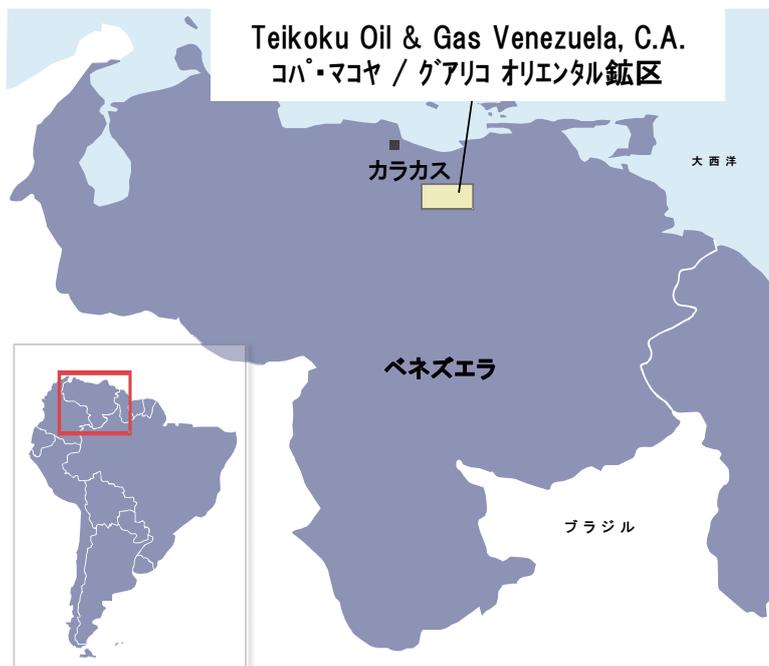


- ウムシャイフ/ローワーザクム油田
 - ・当社権益比率: 12.0%(オペレーター: ADMA-OPCO*)
- アッパーザクム/ウムアダルク/サター油田
 - ・当社権益比率:
アッパーザクム/ウムアダルク 12.0%
サター 40.0%(オペレーター: ZADCO*)
 - *アブダビ国営石油会社とJODCOなどで設立した操業会社。
JODCOから両社へそれぞれ12%を出資。
- 利権契約: 2018年まで(但し、アッパーザクム油田は2026年まで)
- 生産量維持・拡大のため開発作業を継続中
 - ・未開発油田(ウムルル/ナスル)の早期生産を目的とした開発作業実施中
 - ・人工島を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

38

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67百万立方フィート
 - ・原油: 日量約1千バレル

* 全鉦区ベース、2013年3月平均日産量

39

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 Petrleo 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)
- 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していたが、2013年4月5日、ANPは生産再開を承認。)

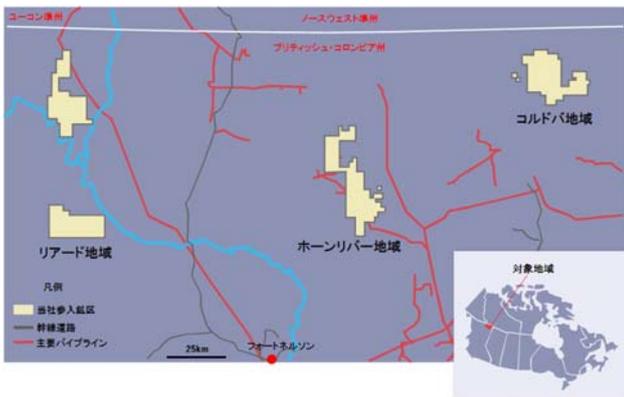
BM-ES-23鉱区

- 当社権益比率: 15%
- 探鉱作業中

カナダ シェールガスプロジェクト

INPEX Gas British Columbia Ltd.

INPEX

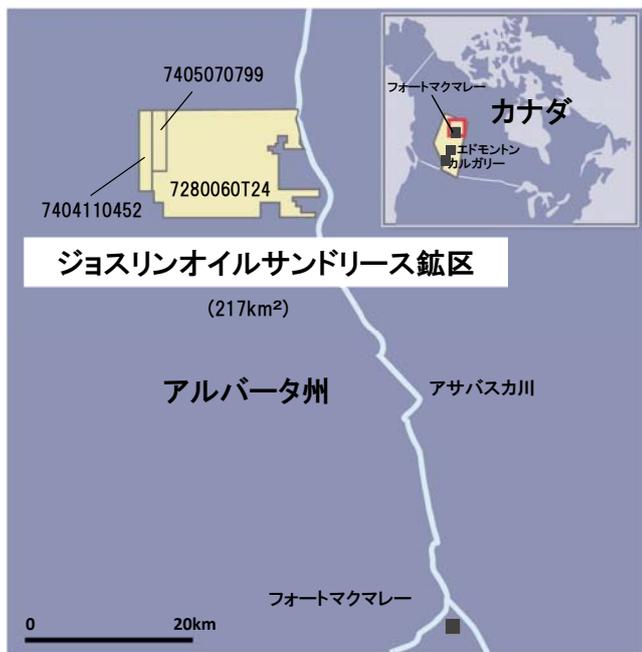


ホーンリバーにおけるフラクチャリング作業現場

- 権益比率:40%* (オペレーター:Nexen)
* INPEX Gas British Columbia Ltd. (出資比率:当社45.09%、JOGMEC44.89%、日揮(株)のカナダ法人子会社 10.02%)の権益比率。
- コンセッション契約
 - ・ ホーンリバー: 366km²
 - ・ コルドバ: 333km²
 - ・ リアード: 517km²
- 今後、本格的な開発作業を進め、ホーンリバーとコルドバ地域合わせて、日量12.5億立方フィート(原油換算で日量約20万バレル)規模の生産を目標
- ホーンリバー地域:2010年生産開始
- コルドバ地域:2019年生産開始予定

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

(217km²)

アルバータ州

アサバスカ川

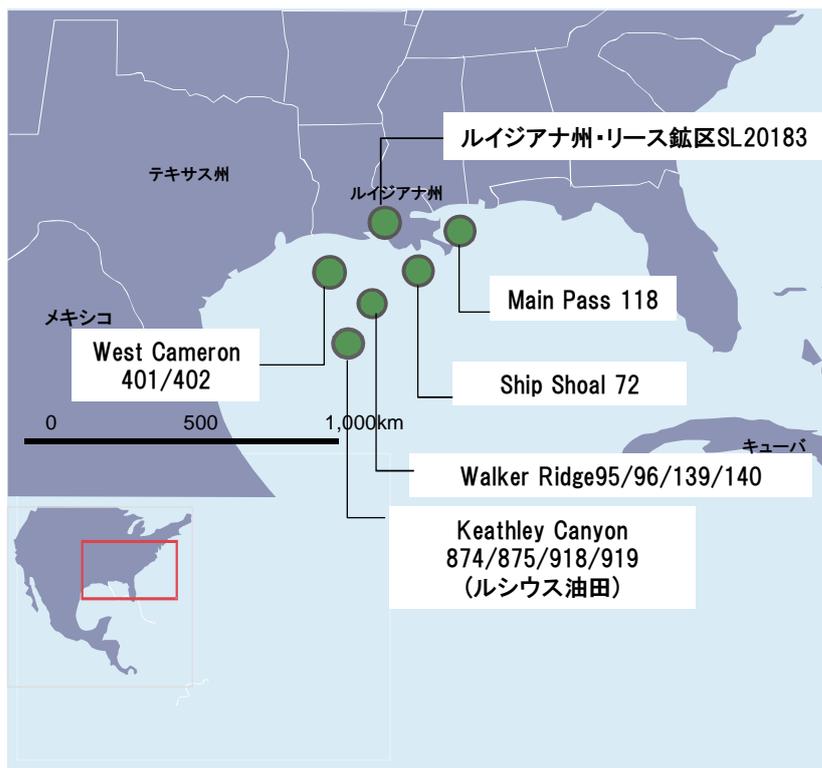
フォートマクマレー

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 :
 - ・ 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 :
 - ・ 今後の対応を検討中

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 : 16.67%
 - ・ ルイジアナ州・リース鉱区SL20183:25%
- コンセッション契約
- 生産量*
 - ・ ガス: 日量約11百万立方フィート
 - ・ 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・リッジ鉱区15%
- コンセッション契約

ルシウス油田

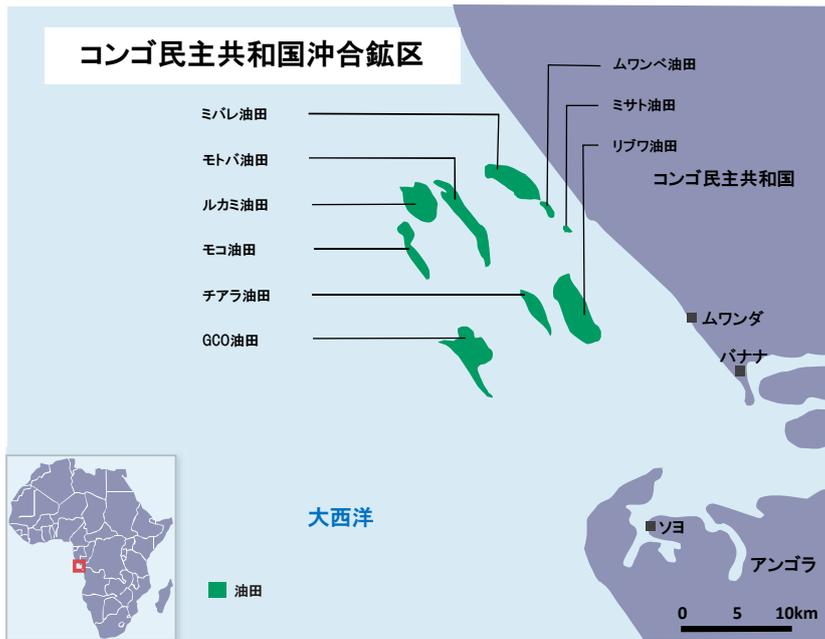
(Teikoku Oil (North America) Co., Ltd.)

- 当社権益比率:7.2%
- コンセッション契約
- 2011年12月、開発移行決定、2014年後半に原油及び天然ガス生産開始予定

*Ship Shoal72、West Cameron401/402、Main Pass 118、ルイジアナ州・リース鉱区SL20183の全鉱区ベース、2013年3月平均日産量

コンゴ民主共和国沖合鉱区 帝石コンゴ石油

INPEX

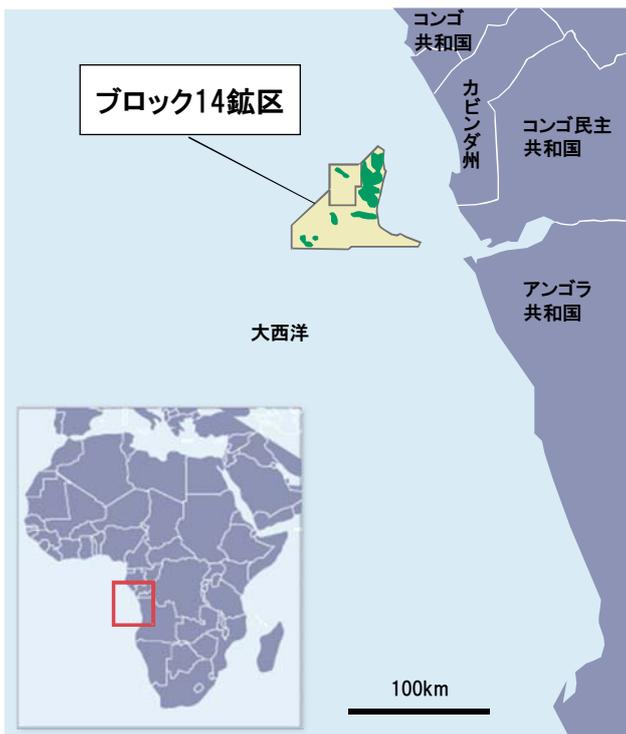


- 当社権益比率:32.28%
(オペレーター:ペレンコ)
- コンセッション契約(1969-2023年)
- 生産開始:1975年
- 生産量*: 日量約1.5万バレル

* 全鉱区ベース、2013年3月平均日産量

アンゴラ共和国沖合ブロック14鉱区 INPEX Angola Block14 Ltd.

INPEX



- 当社権益比率:9.99%(オペレーター:Chevron)
- 生産量*: 日量約13.2万バレル
- PS契約: 2035年まで
- 今後、探鉱活動や既発見未開発構造の開発を進める予定

* 全鉱区ベース、2013年3月平均日産量

東シナ海 国際石油開発帝石

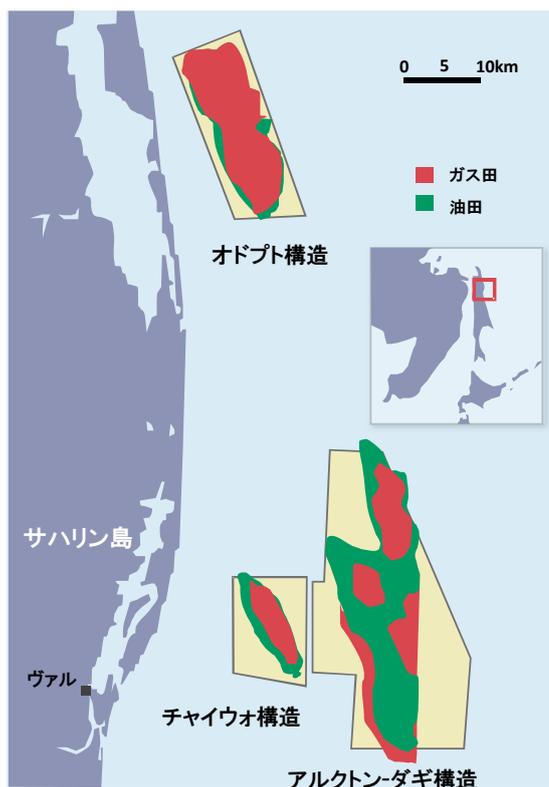
INPEX



- 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

サハリン I サハリン石油ガス開発

INPEX

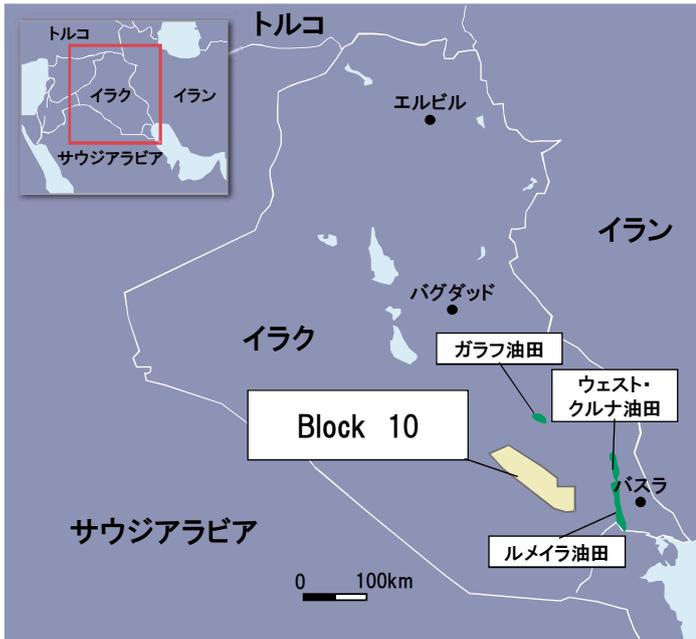


- サハリン石油ガス開発(SODECO):当社保有株式約6.08%
- SODECOのサハリン I における権益比率: 30.0%
- 生産量*
 - ・原油・コンデンセート 日量約13.0万バレル
 - ・ガス 日量約976百万立方フィート
- オペレーター: ExxonMobil
- PS契約: 2001年12月、20年間の開発期間に移行
- 2005年10月、チャイウオ構造より生産開始、2006年10月原油輸出開始
- 2010年9月、オドプト構造より生産開始
- 天然ガスをロシア国内に供給中。さらに中国等へ輸出を検討中

* 全鉱区ベース、2013年3月平均日産量

イラク共和国 ブロック10鉦区 インペックス南イラク石油

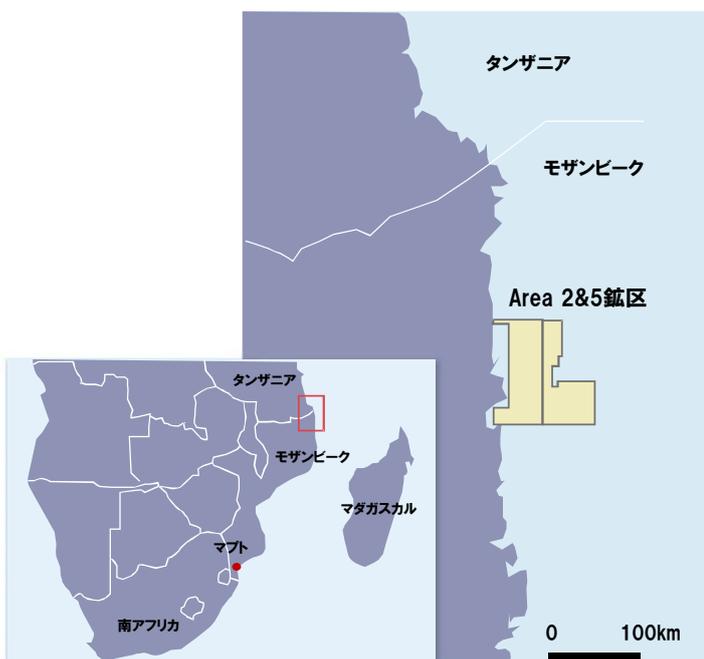
INPEX



- 当社権益比率:40%(オペレーター:Lukoil)
- 2012年11月、Lukoil子会社と共同でサービス契約締結。当社は40%権益を保有。
- 今後、地震探鉦データ収録や試掘井掘削等の探鉦作業を実施予定

モザンビーク共和国沖合エリア2 & 5鉦区 インペックスモザンビーク石油

INPEX



- 当社権益比率:25%*(オペレーター:Statoil)
*モザンビーク政府の承認等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
- 2013年4月発表、Statoil子会社から権益25%を取得。
- 2013年中に2坑の試掘井掘削を予定。

主要会社一覧及び石油契約①*

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
・インベ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.	ペラウ鉱区(タンゲー-LNG)	インドネシア	PS	44%	生産中
・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	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
・インベ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	-	66.07%	開発中
・INPEX 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
・インベ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: * 2013年4月末時点
 ** オペレータープロジェクト

50

主要会社一覧及び石油契約②*

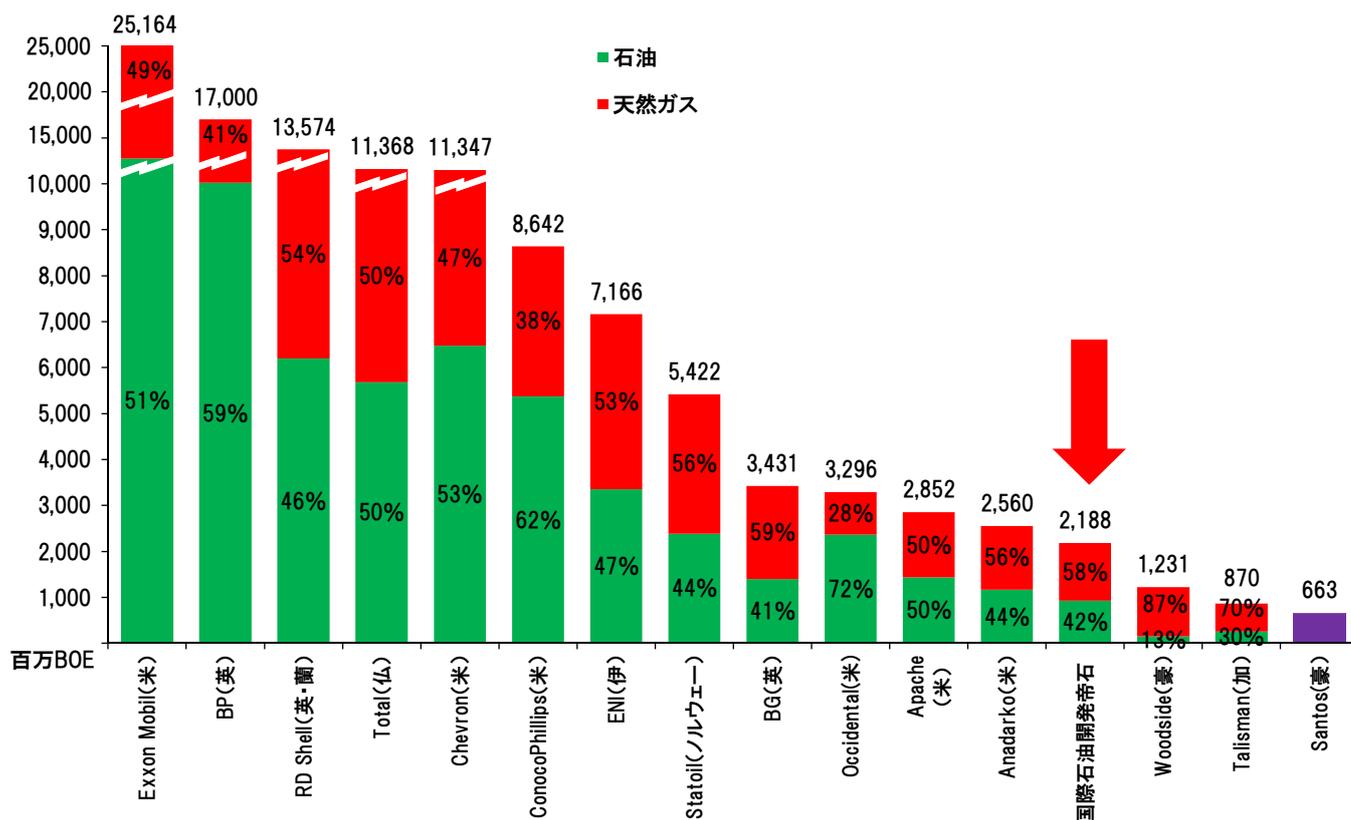
会社名	鉱区名又はプロジェクト名	国名	石油契約	出資比率	ステージ
ユーラシア					
・インベックス南西カスピ海石油	ACG油田	アゼルバイジャン	PS	51%	生産中
・インベックス北カスピ海石油	カシャガン油田	カザフスタン	PS	45%	開発中
中東					
・ジャパン石油開発	ADMA鉱区(アッパーザクム油田等)	アラブ首長国連邦	コンセッション	100%	生産中
・インベックス南イラク石油	ブロック10鉱区	イラク共和国	サービス	100%	探鉱作業中
アフリカ					
・帝石コンゴ石油	コンゴ民主共和国沖合鉱区	コンゴ民主共和国	コンセッション	100%	生産中
・INPEX Angola Block14	アンゴラ共和国沖合ブロック14鉱区	アンゴラ共和国	PS	100%	生産中/開発中
・インベックスモザンビーク石油	モザンビーク共和国沖合エリア2 & 5鉱区	モザンビーク共和国	コンセッション	100%	探鉱作業中
米州					
・インベックスカナダ石油	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	45.09%	生産中/評価中
・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)	SS72鉱区等/ルシウス油田	米国	コンセッション	100%	生産中/開発中
・Frade Japão do 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: * 2013年4月末時点
 ** オペレータープロジェクト
 *** インベ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。

51

その他

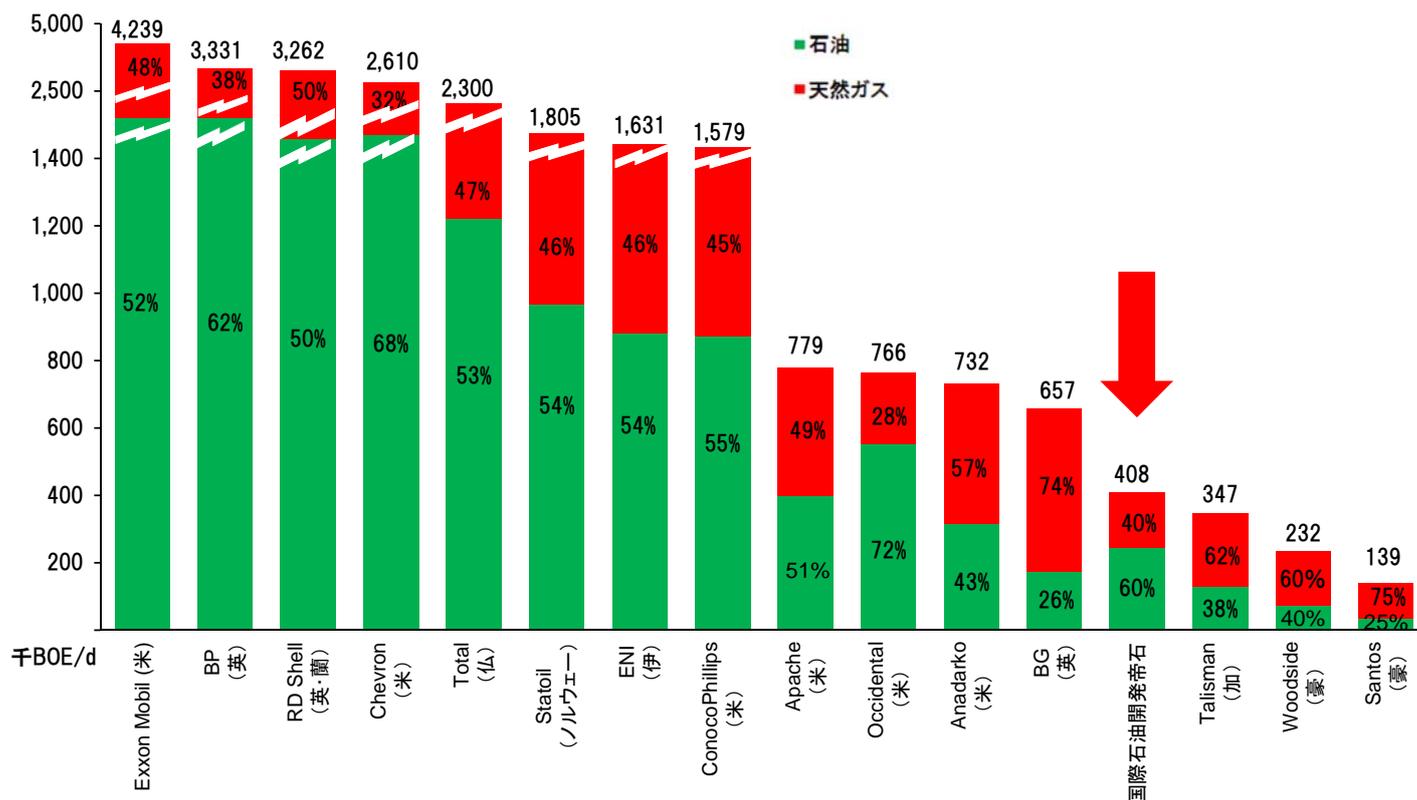
メジャー・主要な独立系石油ガス会社との 確認埋蔵量の比較



出所：直近の各社公表財務情報

注：各社2012年12月末時点であるが、当社は2013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。

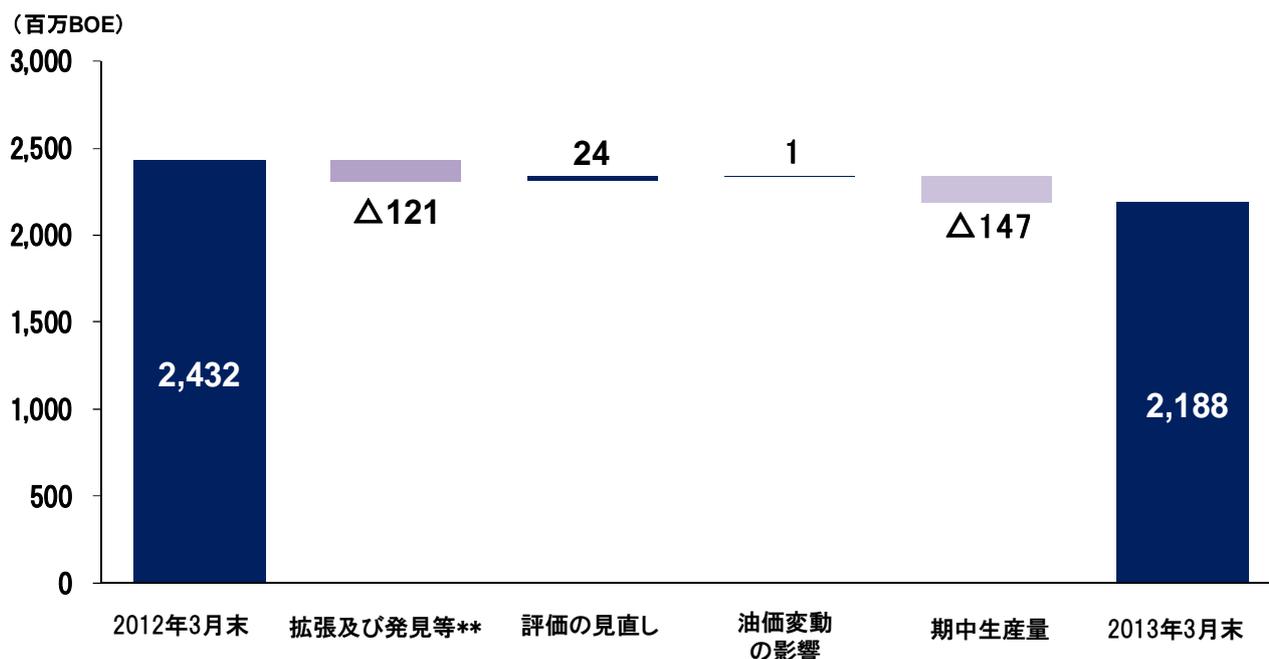
メジャー・主要な独立系石油ガス会社との 生産量の比較



出所：直近の各社公表財務情報

注：各社2012年12月期であるが、当社は2013年3月期の米国証券取引委員会(SEC) 規則に従った数値。石油にはビチューメン、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。

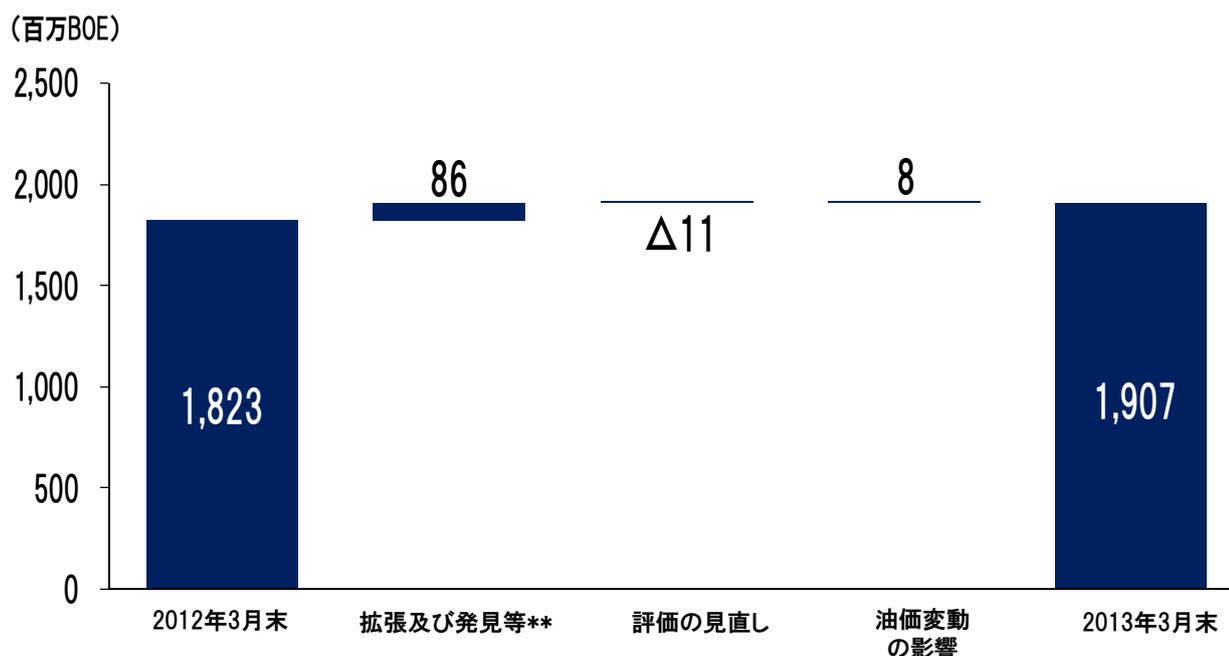
確認埋蔵量*の推移の要因分析



* 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・算定しています。

** 買収及び売却等を含む。

*** 2012年3月期からの天然ガスから原油への換算方法の変更しています。



* 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。

** 買収及び売却等を含む。

*** 2012年3月期からの天然ガスから原油への換算方法の変更しています。

確認埋蔵量の定義

- 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

中長期ビジョン

3つの成長目標と今後5年間の重点的取り組み

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
2. ガスサプライチェーンの強化
→2020年代前半に国内ガス供給量25億m³
3. 再生可能エネルギーへの取り組み強化
→研究開発、事業化への取り組み

3つの基盤整備と目指す企業像

1. 人材の確保、育成と効率的な組織体制の整備
2. 成長のための投資と適切な株主還元
3. グローバル企業としての責任ある経営

総額約3.5兆円

イクシス、アバディ、その他探鉱開発プロジェクト等に対する
5年間（2013年3月期～2017年3月期）の投資額

手元資金

- 手元活用可能資金1.4兆円
(2012年3月末現在)

キャッシュフロー

- 毎年の営業キャッシュ・フロー
(参考：2013年3月期実績 2,523億円)
- 手元の現金及び現金同等物

銀行借入

- JBIC*及び市中銀行からの借入
- 市中銀行借入の一部に対するJOGMEC**による保証
- プロジェクト・ファイナンス

* JBIC： 国際協力銀行、**JOGMEC： 独立行政法人 石油天然ガス・金属鉱物資源機構

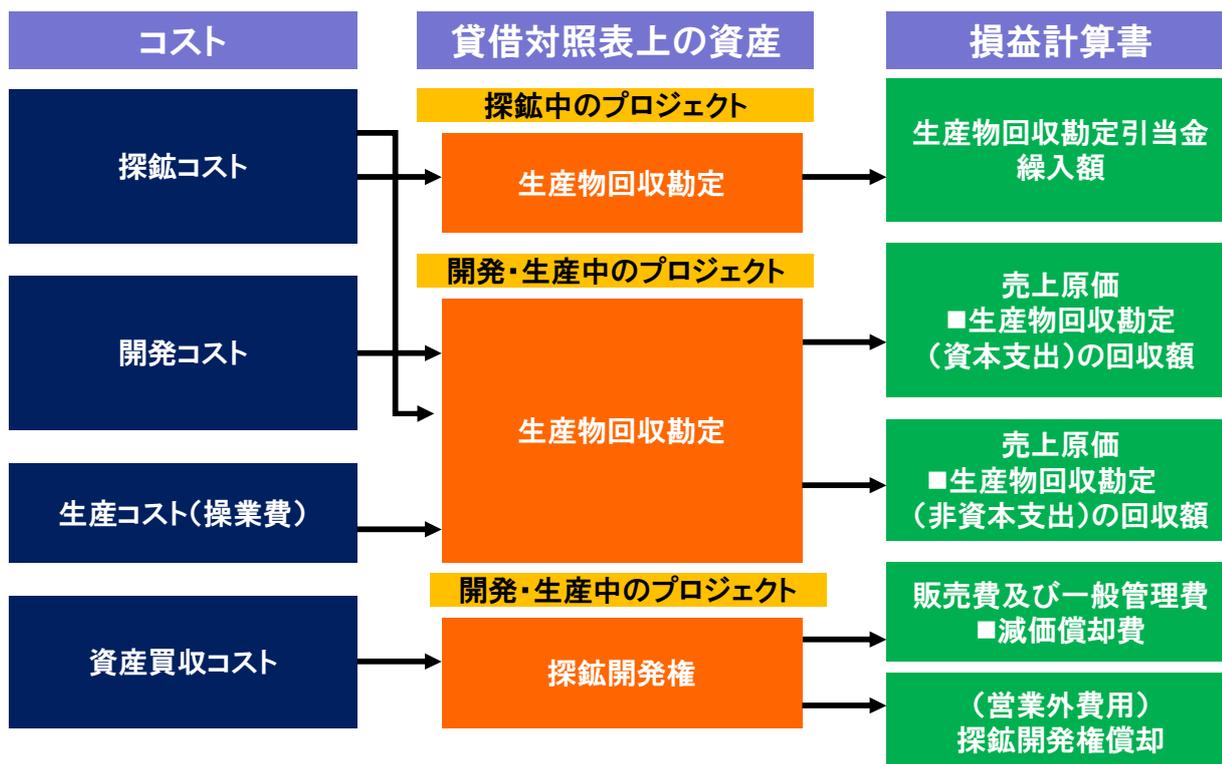
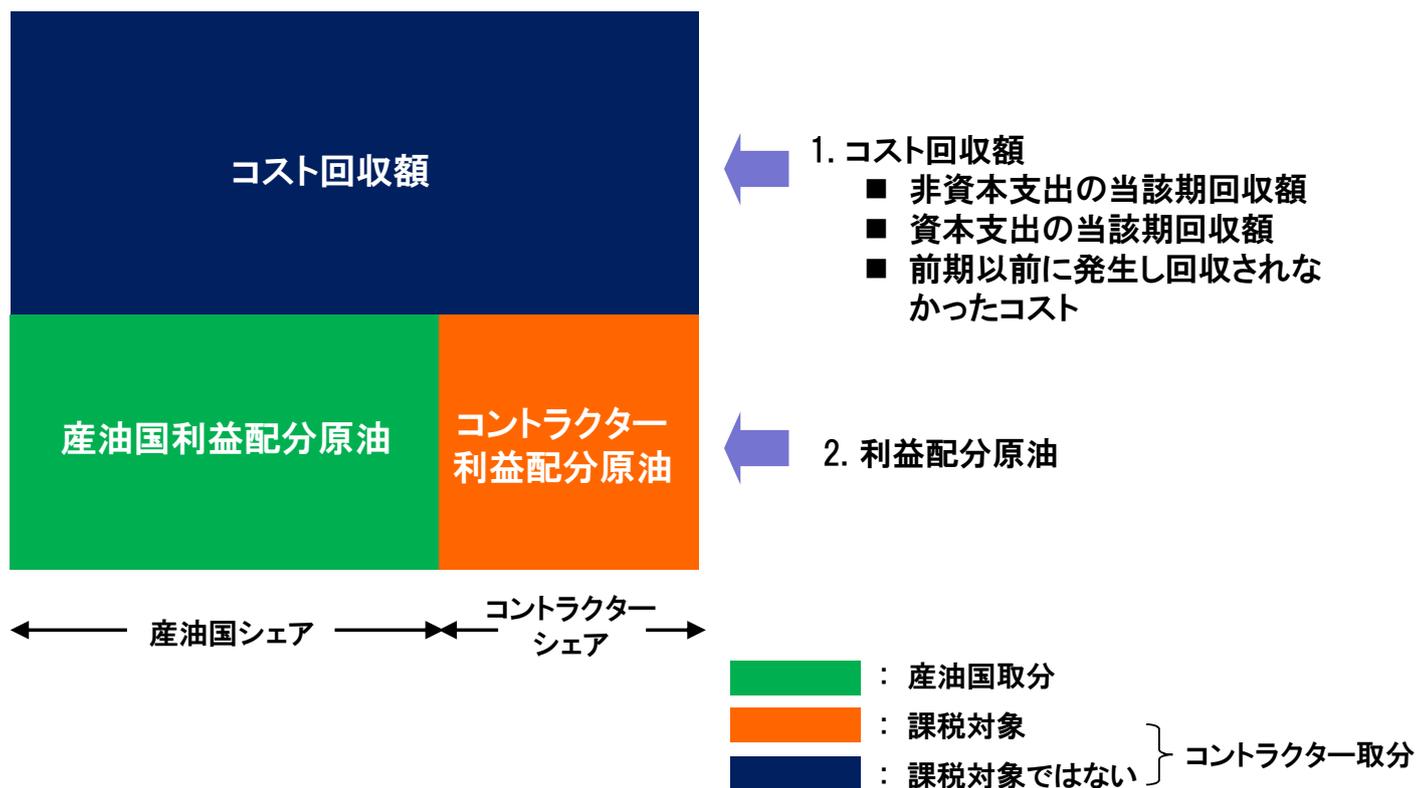
財務戦略

低コストでの有利な資金調達

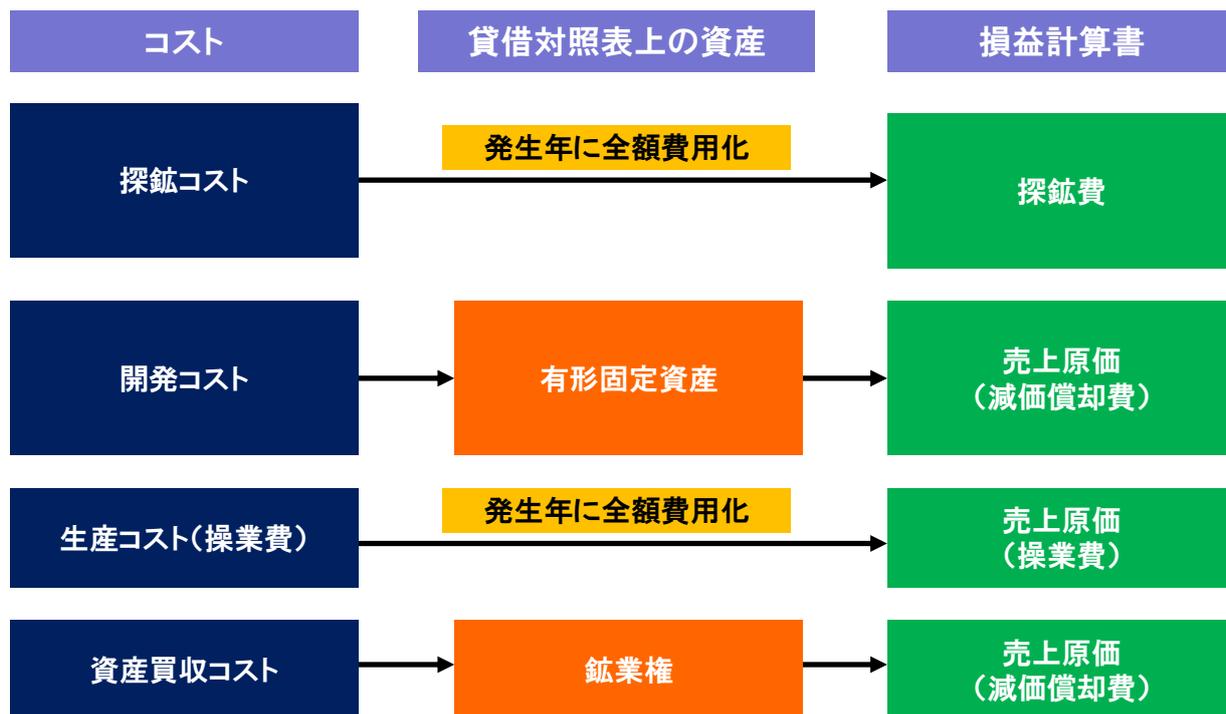
健全なバランス・シートを維持し、
資金調達の安定性と柔軟性を確保

JBIC及びJOGMECの制度金融の
活用により開発資金を調達

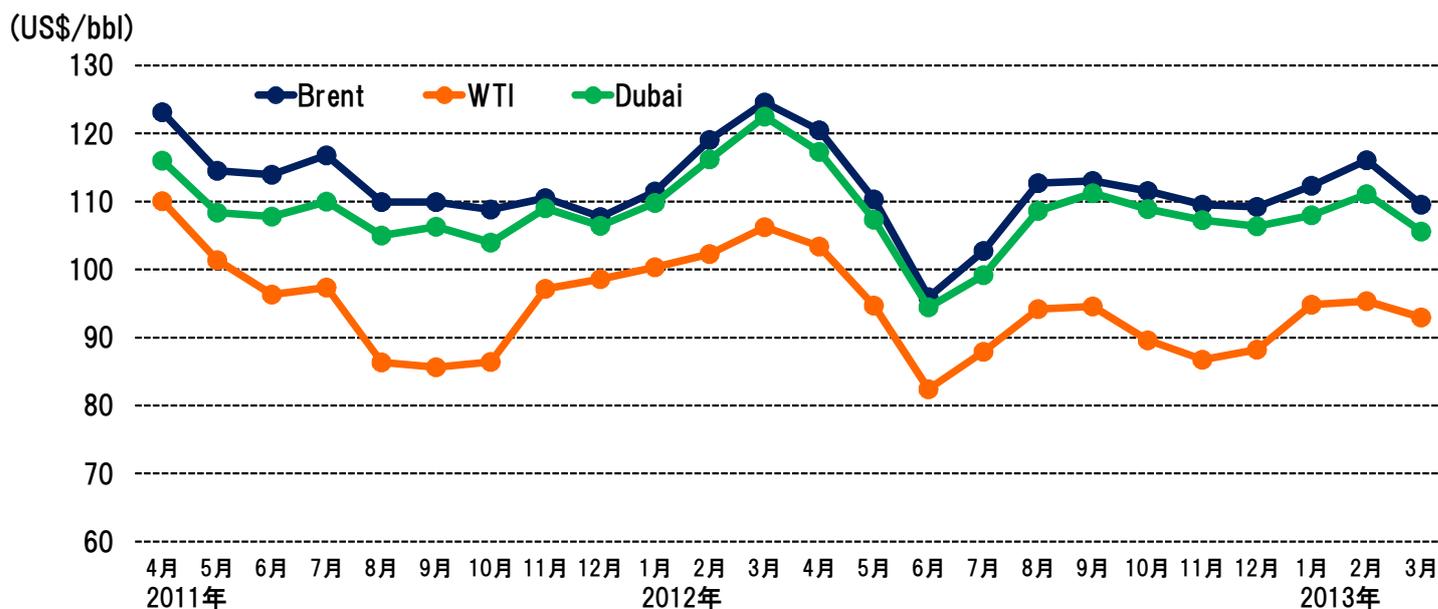
- イクシス、アバディ等に必要な投資を確実にするための資金調達力を維持
- 将来の新規プロジェクトへの継続的な投資を実現するために、健全なバランス・シートを維持
- 長期的財務レバレッジ水準(目標値)
 - 自己資本比率:50%以上
 - 使用総資本に対する純有利子負債の比率:20%以下



コンセッション契約に係る会計処理



油価の推移



	2012年 3月期	2012年												2013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	114.18	120.49	110.29	95.93	102.72	112.68	113.03	111.52	109.53	109.20	112.32	116.07	109.54	110.28
WTI	97.33	103.35	94.72	82.41	87.93	94.16	94.56	89.57	86.73	88.25	94.83	95.32	92.96	92.06
Dubai	110.11	117.30	107.31	94.44	99.15	108.59	111.22	108.87	107.26	106.34	107.94	111.09	105.55	107.09