

参考データ集

国際石油開発帝石株式会社

2016年(平成28年)5月13日

連結子会社および持分法適用関連会社 **INPEX**

連結子会社 65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) |
| JODCO Onshore Ltd. | アラブ首長国連邦 | 51% | 生産中 | 12月 |
| 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) |
| インベ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) |
| インベックス北カスピ海石油 | カザフスタン | 45% | 生産停止中 | 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 20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 | 12月 |
| インベックス北カンポス沖石油 | ブラジル | 37.5% | 生産中 | 12月 |
| Ichthys LNG Pty Ltd | オーストラリア | 62.245% | 開発中 | 3月(仮決算) |

セグメント情報

INPEX

2016年3月期(2015年4月1日～2016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 | 109,601 | 302,871 | 66,851 | 516,513 | 13,726 | 1,009,564 | — | 1,009,564 |
| セグメント利益 又は損失(△) | 12,096 | 97,204 | 13,831 | 290,865 | △14,001 | 399,996 | △9,856 | 390,139 |

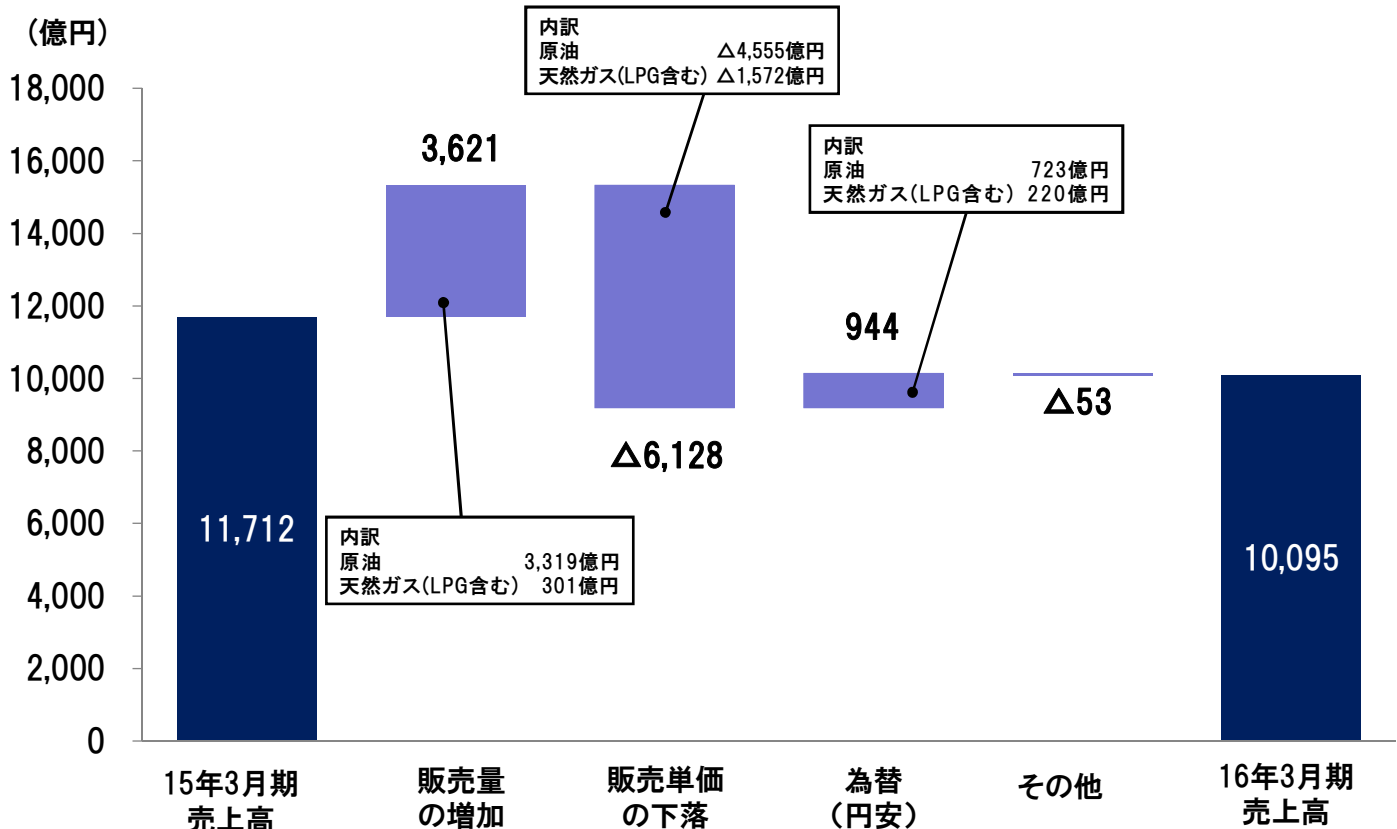
| | | | | | | | | |
|---------|---------|-----------|---------|---------|---------|-----------|-----------|-----------|
| セグメント資産 | 338,026 | 1,729,119 | 576,842 | 412,576 | 165,633 | 3,222,199 | 1,147,642 | 4,369,841 |
|---------|---------|-----------|---------|---------|---------|-----------|-----------|-----------|

- (注)1 (1) セグメント利益の調整額△9,856百万円は、セグメント間取引消去202百万円及び各報告セグメントに配分していない全社費用△10,059百万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1,147,642百万円は、セグメント間取引消去△1,971百万円及び各報告セグメントに配分していない全社資産1,149,614百万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、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

2016年3月期 売上高 増減要因分析

INPEX



3

LPG売上高

| | 15年3月期 | 16年3月期 | 増減 | 増減率 |
|--------------------|--------|--------|---------|---------|
| 売上高 (億円) | 205 | 105 | △99 | △48.6% |
| 販売量 (千bbl) | 2,851 | 2,361 | △490 | △17.2% |
| 海外生産分平均単価 (\$/bbl) | 66.79 | 36.97 | △29.82 | △44.6% |
| 国内生産分平均単価 (¥/kg) | 88.17 | 66.34 | △21.83 | △24.8% |
| 平均為替 (¥/\$) | 107.73 | 120.79 | 13円6銭円安 | 12.1%円安 |

| 地域別販売量 (千bbl) | 15年3月期 | 16年3月期 | 増減 | 増減率 |
|-----------------|--------------|--------------|----------------|--------|
| 日本 | 7 (0.7千ト) | 7 (0.6千ト) | △0 (△0.0千ト) | △5.9% |
| アジア・オセアニア | 2,844 | 2,354 | △489 | △17.2% |
| ユーラシア(欧州・NIS諸国) | - | - | - | - |
| 中東・アフリカ | - | - | - | - |
| 米州 | - | - | - | - |
| 合計 | 2,851 | 2,361 | △490 | △17.2% |

4

利払い・償却・探鉱費前利益(EBIDAX)

| (百万円) | 15年3月期 | 16年3月期 | 増減 | 備考 |
|-------------------|----------------|----------------|----------------|----------------------------|
| 親会社株主に帰属する純利益 | 77,820 | 16,777 | △61,043 | P/L |
| 非支配株主に帰属する純損益 | △2,222 | △42,282 | △40,060 | P/L |
| 減価償却相当額 | 134,865 | 157,750 | 22,885 | |
| 減価償却費 | 52,520 | 86,791 | 34,271 | 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 | 75,585 | 64,199 | △11,386 | C/F PS契約に係る減価償却費相当額 |
| 探鉱費相当額 | 43,522 | 31,527 | △11,995 | |
| 探鉱費 | 23,238 | 6,166 | △17,072 | 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 | 19,449 | 25,026 | 5,577 | P/L PS契約に係る探鉱費相当額 |
| 探鉱事業引当金操入額 | 835 | 335 | △500 | P/L PS契約に係る探鉱費相当額 |
| 重要な非現金項目 | 54,872 | 58,777 | 3,905 | |
| 法人税等調整額 | 15,767 | △2,192 | △17,959 | P/L |
| 為替差損益 | 3,973 | 15,085 | 11,112 | C/F |
| 減損損失 | 35,132 | 45,884 | 10,752 | P/L |
| 税引後ネット支払利息 | △5,713 | △4,653 | 1,060 | P/L 税引後の支払利息一受取利息 |
| EBIDAX | 303,144 | 217,896 | △85,248 | |

5

生産物回収勘定の増減推移

INPEX

| (百万円) | 14年3月期 | 15年3月期 | 16年3月期 |
|------------------|---------|---------|---------|
| 生産物回収勘定(期首) | 590,565 | 685,990 | 703,291 |
| 増加: | | | |
| 探鉱投資 | 42,085 | 41,236 | 30,969 |
| 開発投資 | 172,233 | 131,984 | 104,518 |
| 操業費 | 73,179 | 98,250 | 70,365 |
| その他 | 9,386 | 7,331 | 9,745 |
| 減少: | | | |
| コスト回収(CAPEX) | 67,073 | 75,585 | 64,199 |
| コスト回収(Non-CAPEX) | 129,671 | 146,929 | 107,133 |
| その他 | 4,716 | 38,986 | 19,785 |
| 生産物回収勘定(期末) | 685,990 | 703,291 | 727,771 |
| 生産物回収勘定引当金 | 123,483 | 121,707 | 131,765 |

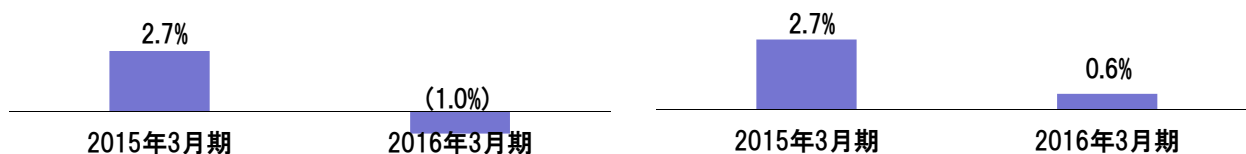
6

収益性指標

INPEX

ネットROACE*

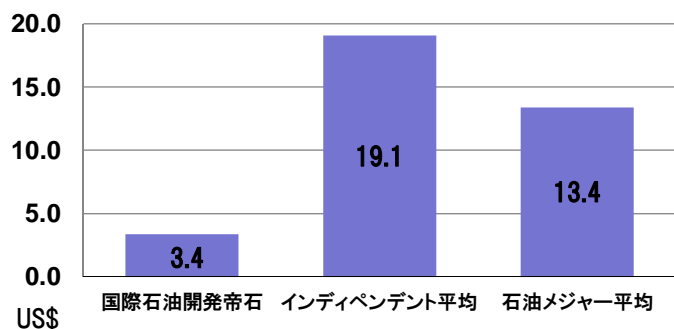
ROE**



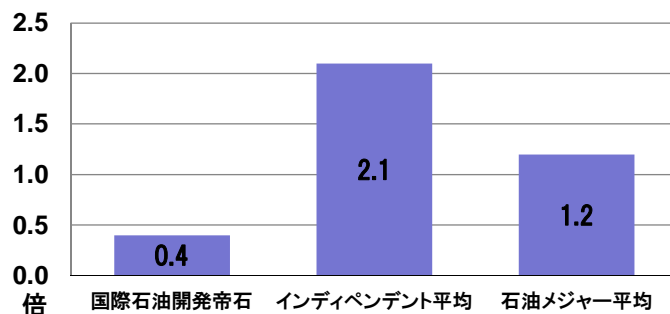
* ネットROACE = (親会社株主に帰属する当期純利益 + 非支配株主損益 + (支払利息 - 受取利息) × (1 - 実効税率)) / (純資産及び純有利子負債)の期初と期末の平均値
 ** ROE = 親会社株主に帰属する当期純利益 / (純資産 - 非支配株主持分)の期初と期末の平均値

7

EV／確認埋蔵量*



PBR**

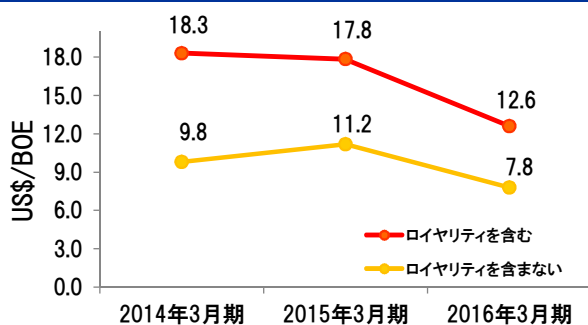


* EV(企業総価値)／確認埋蔵量 = (時価総額 + 総有利子負債 - 預金及び現金同等物 + 非支配株主持分)／確認埋蔵量。時価総額は2016年3月末時点、財務数値及び確認埋蔵量は、当社は2016年3月末時点、インディペンデント、石油メジャーは2015年12月末時点数値を使用。財務数値、確認埋蔵量は各社開示資料より。

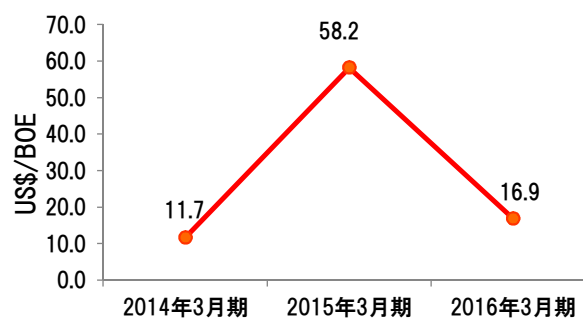
** PBR = 株価 / 一株当たり純資産。時価総額は2016年3月末時点、財務数値は当社は2016年3月末時点、インディペンデント、石油メジャーは2015年12月末時点数値を使用。財務数値は各社開示資料より。

埋蔵量・生産量指標

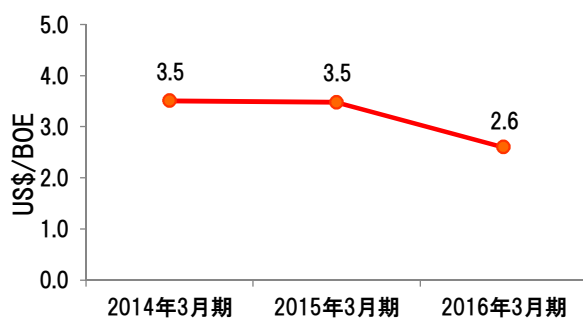
原油換算1バレル当たりの生産コスト



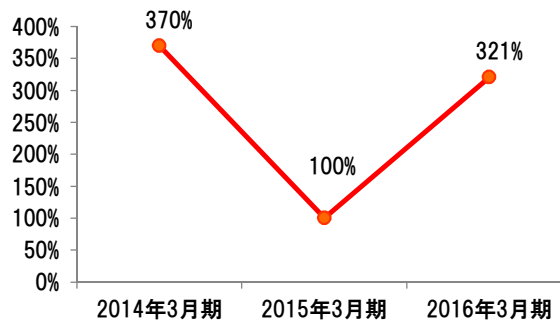
原油換算1バレル当たりの探鉱・開発コスト(3年平均)



原油換算1バレル当たりの販売費及び一般管理費

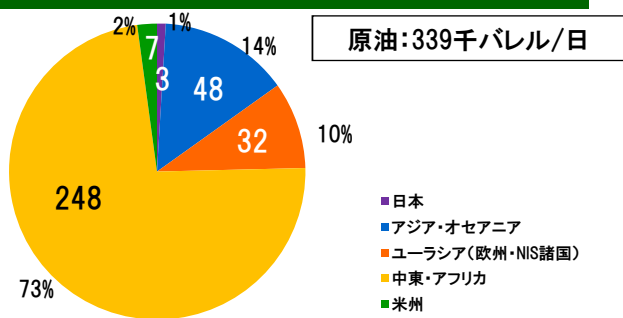


リザーブリプレースメントレシオ(3年平均)

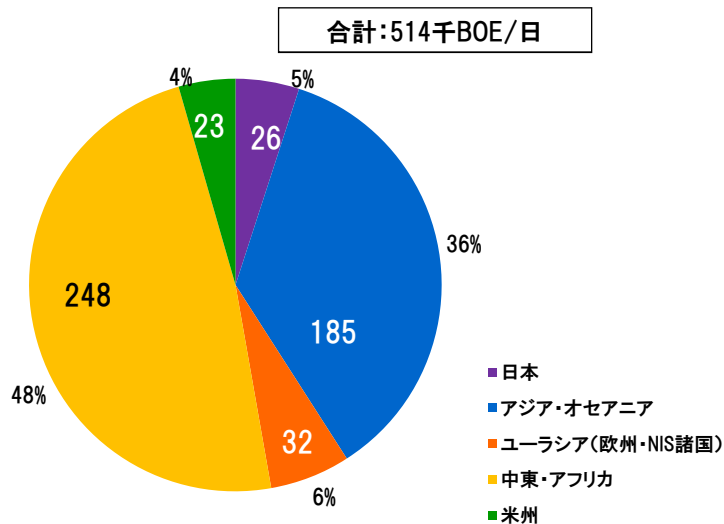


生産量*(2015年4月-2016年3月)

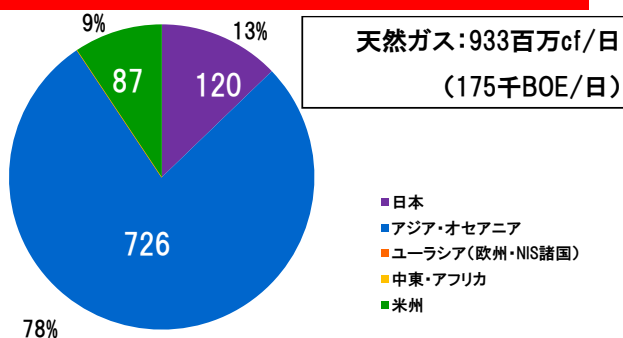
原油・コンデンセート・LPG



原油・天然ガス合計

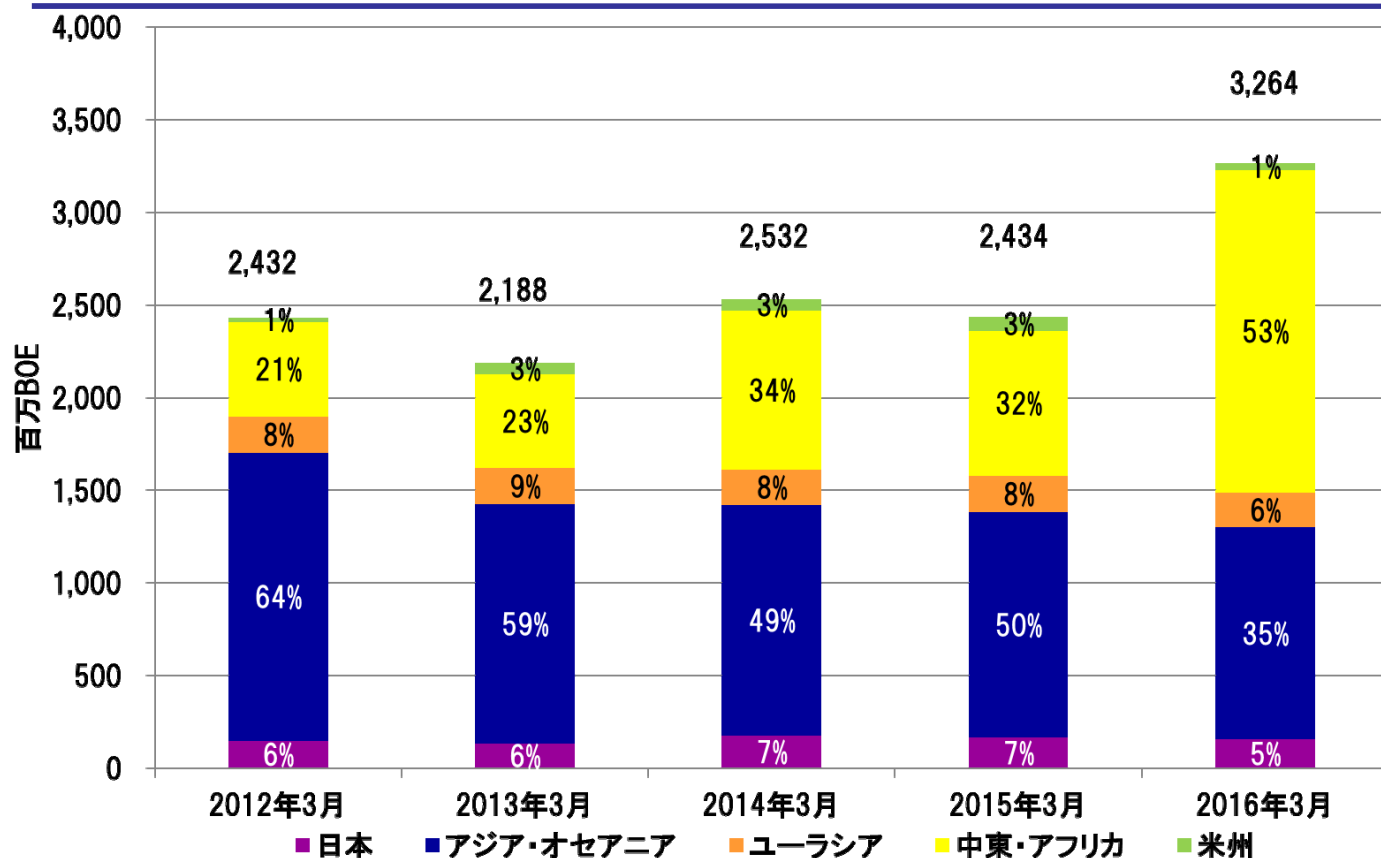


天然ガス



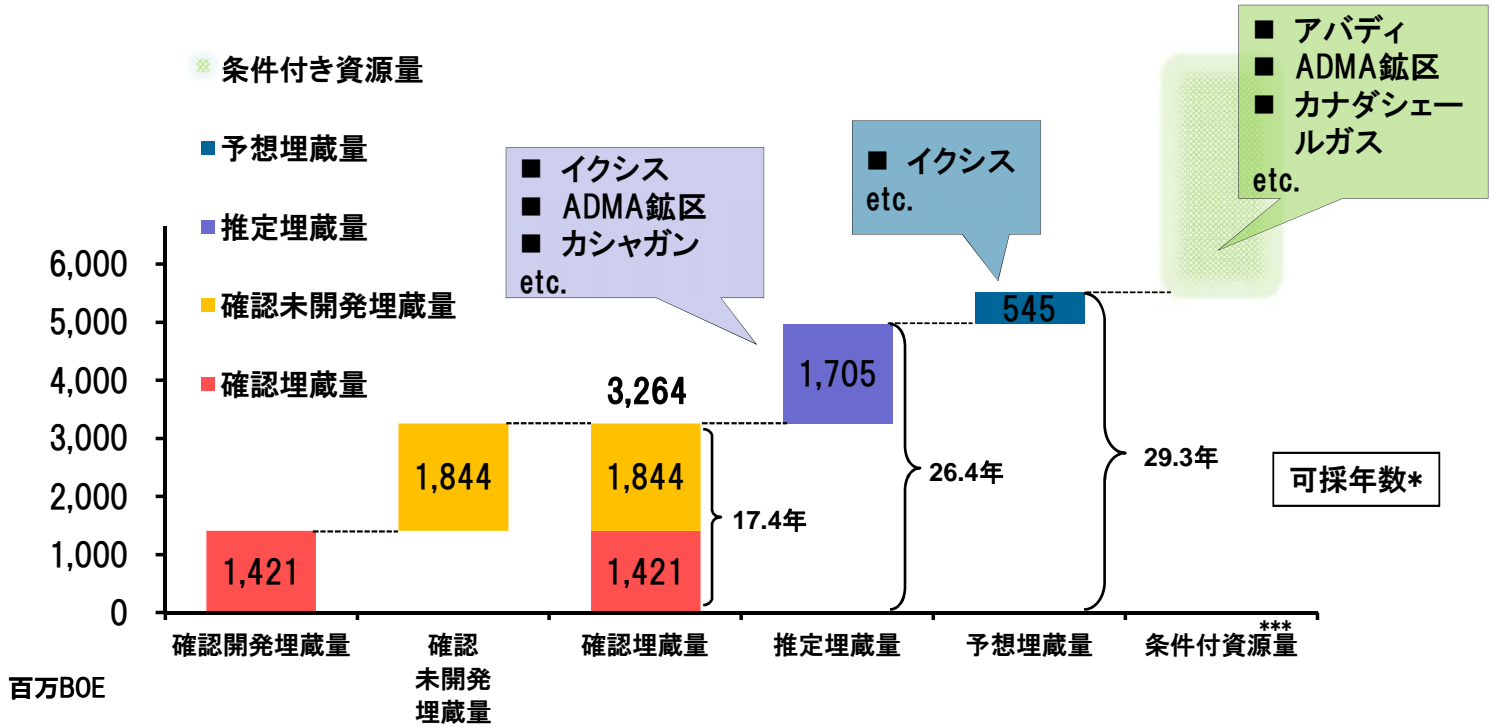
10 * 当社グループが締結している生産分与契約にかかる当社グループの原油及び天然ガスの生産量は、正味経済的取分に相当する数値を示しています。

地域別確認埋蔵量*



* 確認埋蔵量の定義は、52ページに記載しております。

確認・推定・予想埋蔵量*による アップサイドポテンシャル



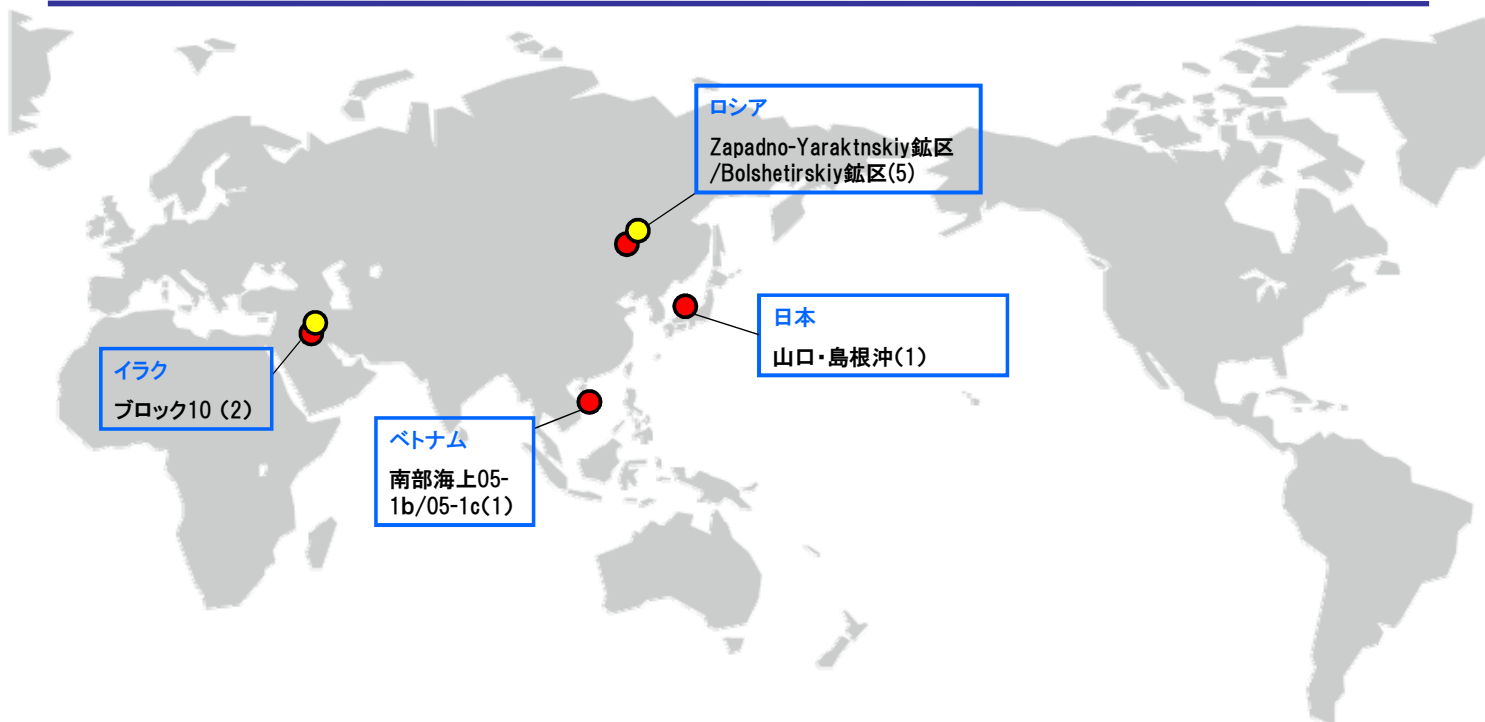
* 確認埋蔵量及び推定・予想埋蔵量の定義は、52、53ページに記載しております。

** 可採年数=2016年3月末「確認埋蔵量」、「推定埋蔵量」、「予想埋蔵量」/2016年3月期生産量実績

*** 条件付き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。

プロジェクト参考データ

2017年3月期 探鉱計画*

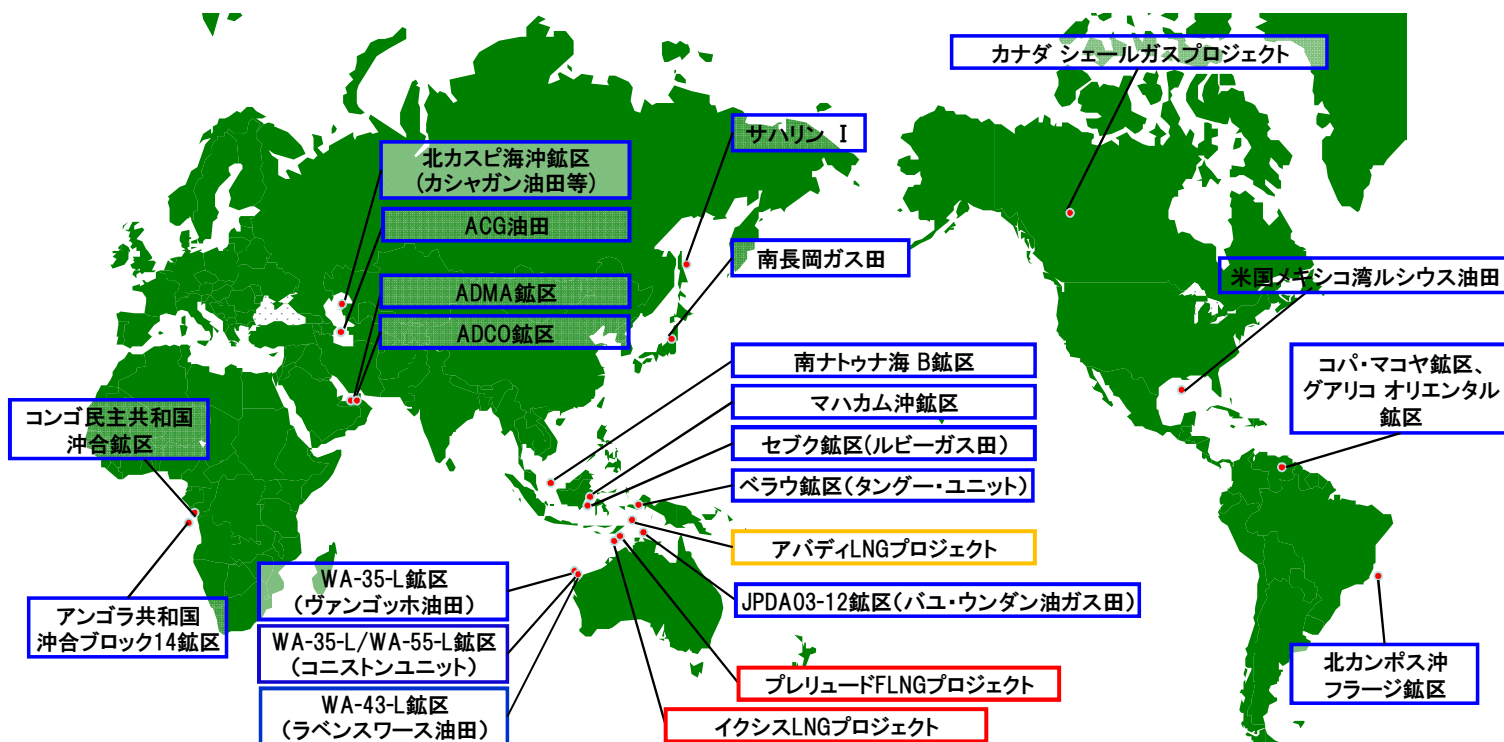


* ()内の数字は掘削坑井数

- 試掘井
- 探掘井

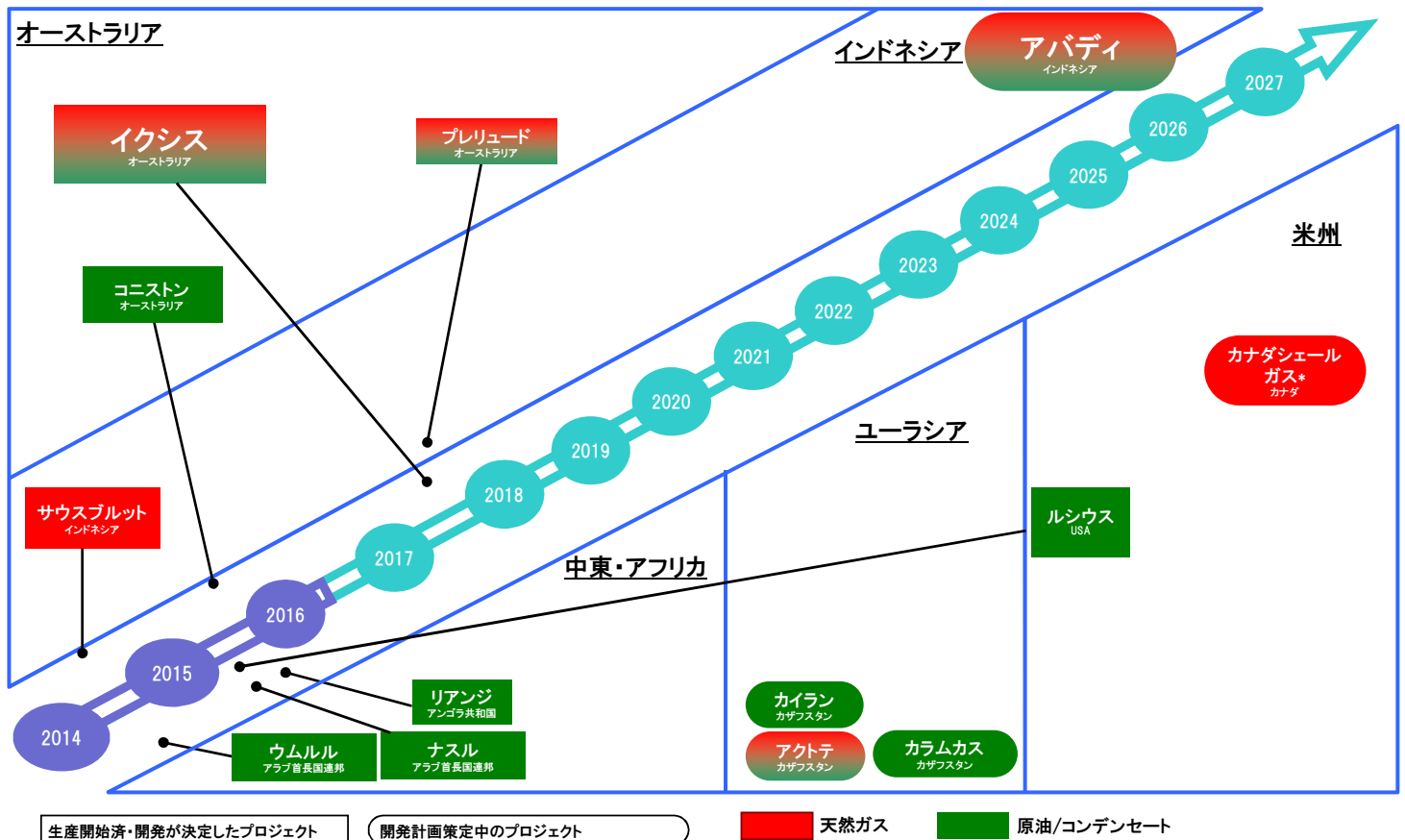
| | 探鉱投資額 (億円) | 試掘井 (坑) | 探掘井 (坑) | 2D震探 (km) | 3D震探 (km ²) |
|--------------|---------------|------------|------------|--------------|----------------------------|
| 2016年3月期(実績) | 393 | 8 | 5 | - | 245 |
| 2017年3月期(予想) | 170 | 4 | 5 | - | 245 |

主な生産・開発プロジェクト

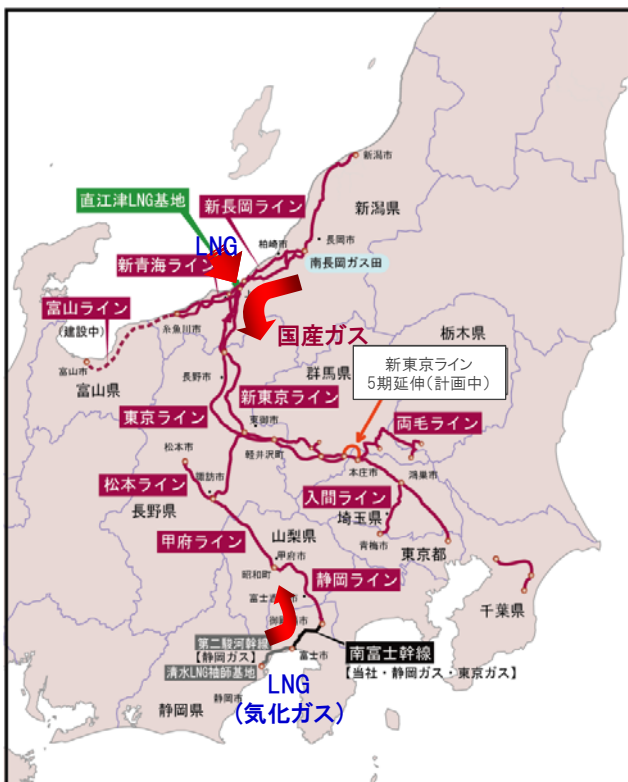


■ 生産中 ■ 開発中 ■ 開発準備作業中

生産開始スケジュール



国内天然ガス事業

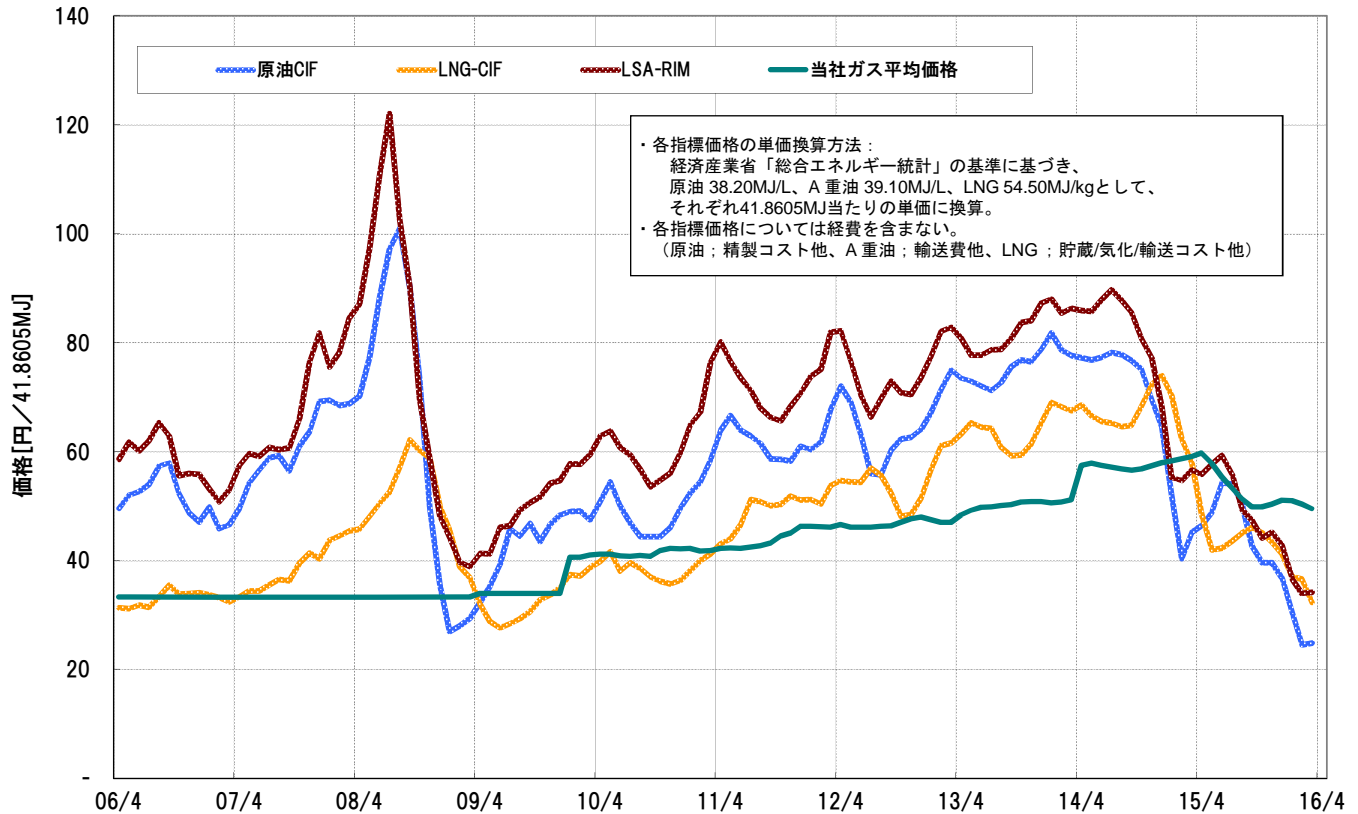


- 生産量*
 - ・天然ガス: 約3.2百万m³/日 (120百万立方フィート/日)**
 - ・原油・コンデンセート: 約3千バレル/日
- 天然ガス販売状況
 - ・2016年3月期販売量: 17.5億m³**
 - ・2017年3月期販売量見通し: 19.6億m³**
 - ・2020年代前半に25億m³、長期的に年間30億m³の供給見通し
- ガスサプライチェーンの構築
 - ・2013年12月、直江津LNG基地の商業運転開始
 - ・2016年年央の供用開始に向け、富山ラインを建設中

* 国内油田・ガス田の合計(2016年3月期平均日産量)
 ** 1m³当たり41.8605MJ換算

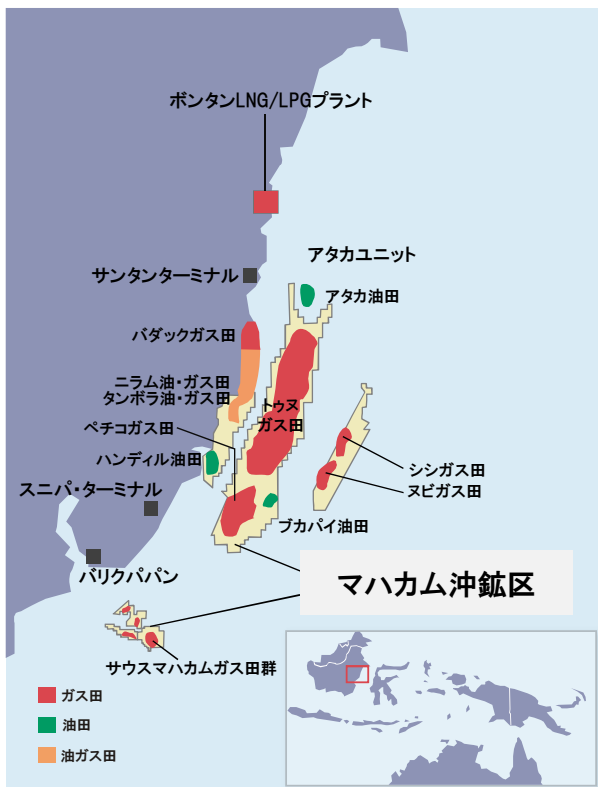
国内天然ガス価格

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6.5万バレル
 - ・LPG: 日量約1.0万バレル
 - ・天然ガス**: 日量約1,731百万立方フィート
- PS契約: 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主力ガス田であるトゥヌ/ペチコ/シシ/ヌビ/サウスマハカムガス田を中心とした段階的開発作業を継続
- 2012年4月、西ジャワ洋上LNG受入基地へLNG供給開始
- 2012年10月末、サウスマハカムガス田より生産開始
- 2015年12月、2018年以降(現行の生産分与契約失効後)の同鉱区への参加に向けた基本的な考え方等について、PertaminaおよびTOTALと基本合意

* 全鉱区ベース、2016年3月平均日産量

**井戸元の生産量ではなく買主への販売に対応した数量

セブク鉱区(ルビーガス田) インペックス南マカッサル石油

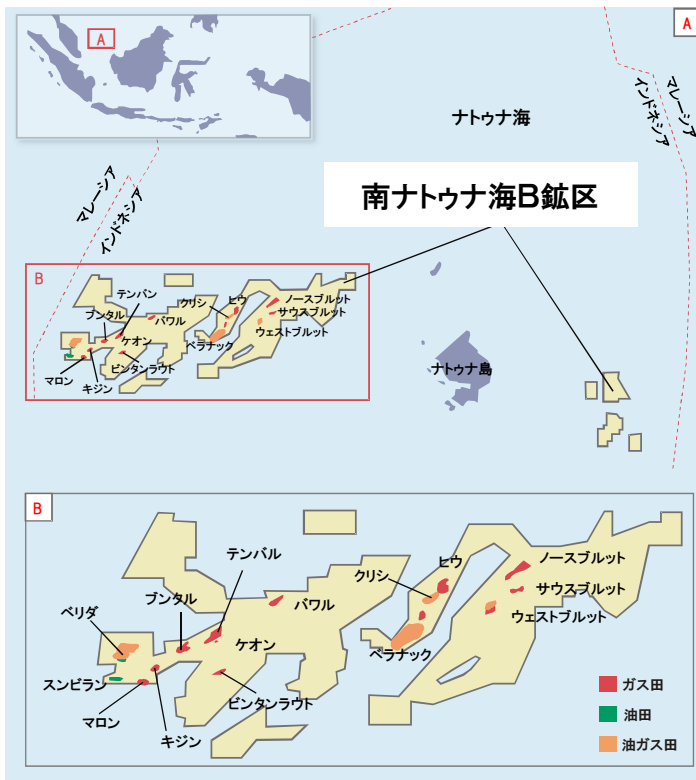


- 当社権益比率: 15%
(オペレーター:PEARLOIL (Mubadala))
- 生産量*
天然ガス**: 日量約107百万立方フィート
- PS契約: 2027年まで
- 2010年8月、オペレーターであるPearl Energyと締結した権益譲渡契約のインドネシア政府承認を取得(当社15%権益取得)
- 2011年6月、開発移行決定
- 海上生産施設よりマハカム沖鉱区既存陸上施設へ海底パイプラインにより繋ぎ込み
- 生産ガスの大部分をインドネシア国内肥料工場向けに供給
- 2013年10月、生産開始

* 全鉱区ベース、2016年3月平均日産量

**井戸元の生産量ではなく買主への販売に対応した数量

南ナトゥナ海B鉱区 ナトゥナ石油



- 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1.9万バレル
 - ・LPG: 日量約7千バレル
 - ・天然ガス**: 日量約185百万立方フィート
- PS契約: 2028年まで
- SembCorp社(シンガポール)と2001年より27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4月、サウスブルットガス田の生産開始

* 全鉱区ベース、2016年3月平均日産量

**井戸元の生産量ではなく買主への販売に対応した数量

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-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-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1,096百万立方フィート
- PS契約: 2035年まで
- LNG生産量: 年間760万トン
- 2009年7月、LNG販売開始

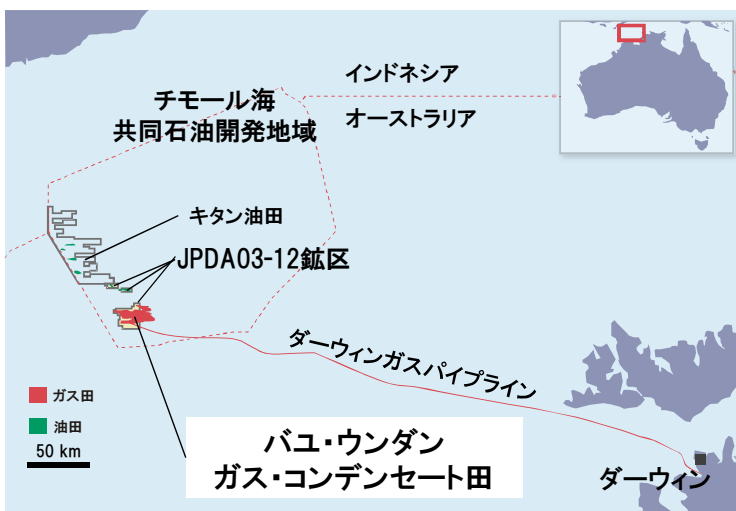
* 全鉱区ベース、2016年3月平均日産量

**井戸元の生産量ではなく買主への販売に対応した数量

22

バユ・ウندان 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1.5万バレル
・LPG: 日量約8千バレル
・天然ガス**: 日量約517百万立方フィート
- PS契約: 2022年まで
- 2004年2月、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

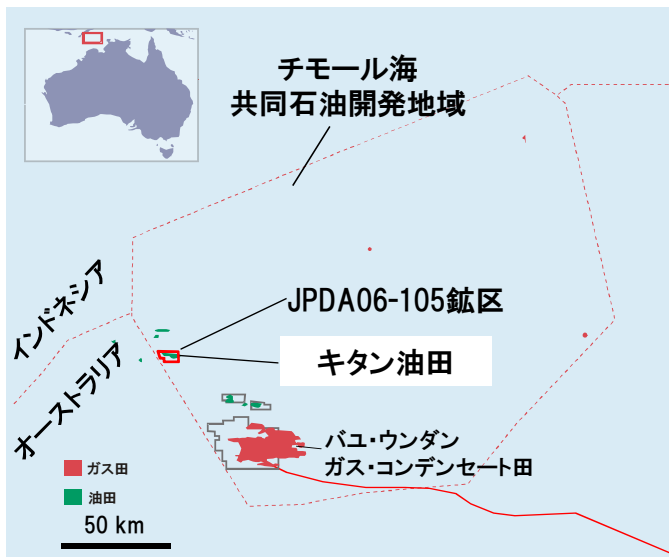
* 全鉱区ベース、2016年3月平均日産量

**井戸元の生産量ではなく買主への販売に対応した数量

23

キタン油田(JPDA06-105鉱区)

インペックスチモールシー

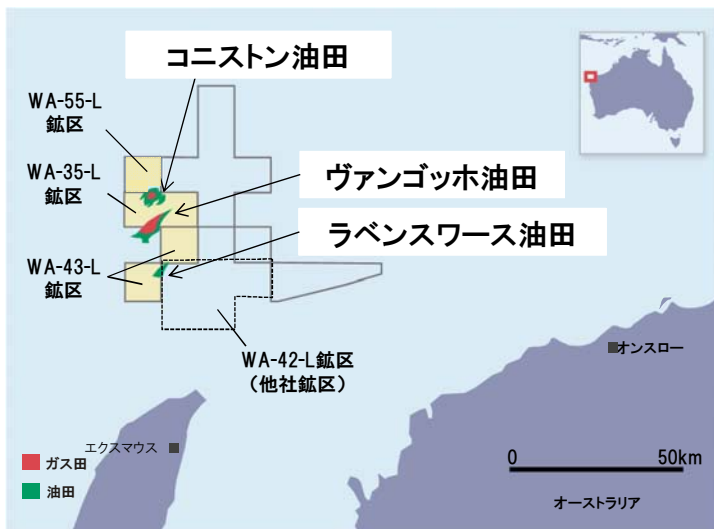


- 当社権益比率: 35%
(オペレーター: Eni)
- PS契約: 2035年4月まで(キタン油田)
- 2008年5月、キタン油田商業発見宣言
- 2010年4月、キタン油田の最終開発計画に対し共同管轄当局の承認取得
- 2011年10月、生産開始
- 2015年12月、原油価格の下落等に基づく事業環境および経済性の悪化を受け、FPSO契約を終了し、生産を停止。

※今後の対応についてはJVパートナー間で協議する予定。

ヴァンゴッホ油田/コニストン油田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(WA-35-L)/コニストン油田(WA-35-LおよびWA-55-L鉱区)

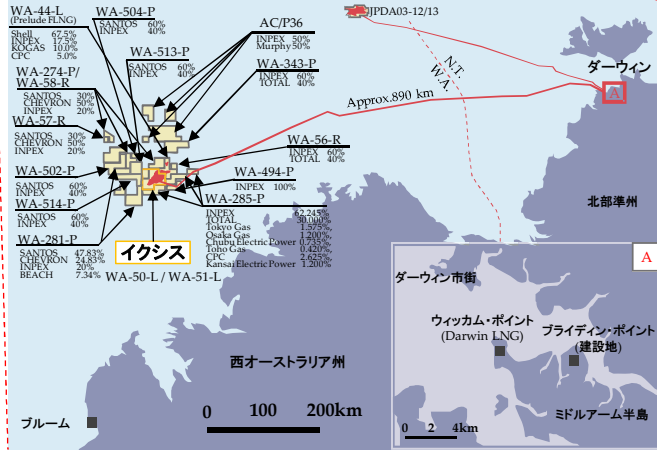
- 当社権益比率: 47.499%
(オペレーター: Quadrant Energy)
- 利権契約(2008年10月生産ライセンス取得)
- 生産量*: 原油: 日量約1.2万バレル
- 2010年2月、ヴァンゴッホ油田にて原油生産開始
- 2015年5月、コニストン油田にて原油生産開始

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)
- 生産量*: 原油: 日量約9千バレル
- 利権契約(2009年11月生産ライセンス取得)
- 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

* 全鉱区ベース、2016年3月平均日産量

イクシスLNGプロジェクト(1/5)



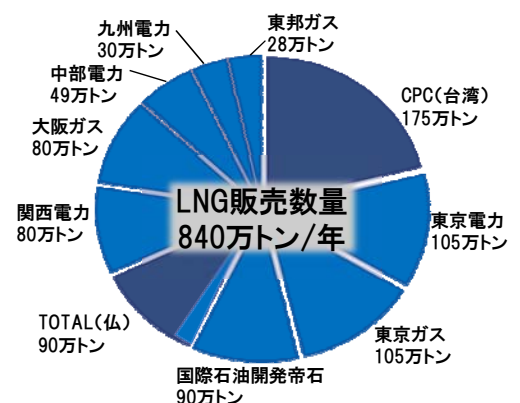
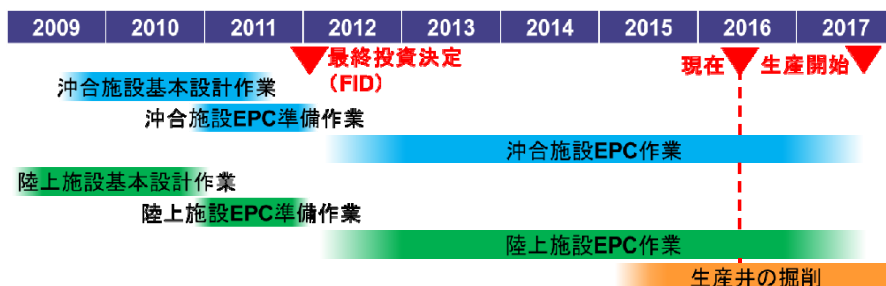
- 2012年1月13日、最終投資決定(FID)を発表
- 2017年第3四半期(7月~9月)に生産開始予定
- 生産量(予定): LNG 年間約890万トン(日本のLNG年間輸入量の約1割)、LPG 年間約160万トン、コンデンセート 日量約10万バレル(ピーク時)
- 埋蔵量: 確認埋蔵量約9.3億BOE(当社権益比率62.245%ベース)。LNGを約40年の長期にわたり生産可能。豊富なLPG、コンデンセート有。
- 権益比率: 当社62.245%、TOTAL30.000%、東京ガス1.575%、大阪ガス1.200%、中部電力0.735%、東邦ガス0.420%、CPC社 2.625%、関西電力 1.200%

イクシスLNGプロジェクト(2/5)

- マーケティング: 当初計画のLNG年産840万トンにつき売買契約締結済
- 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: FID比10%程度増加
- 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)

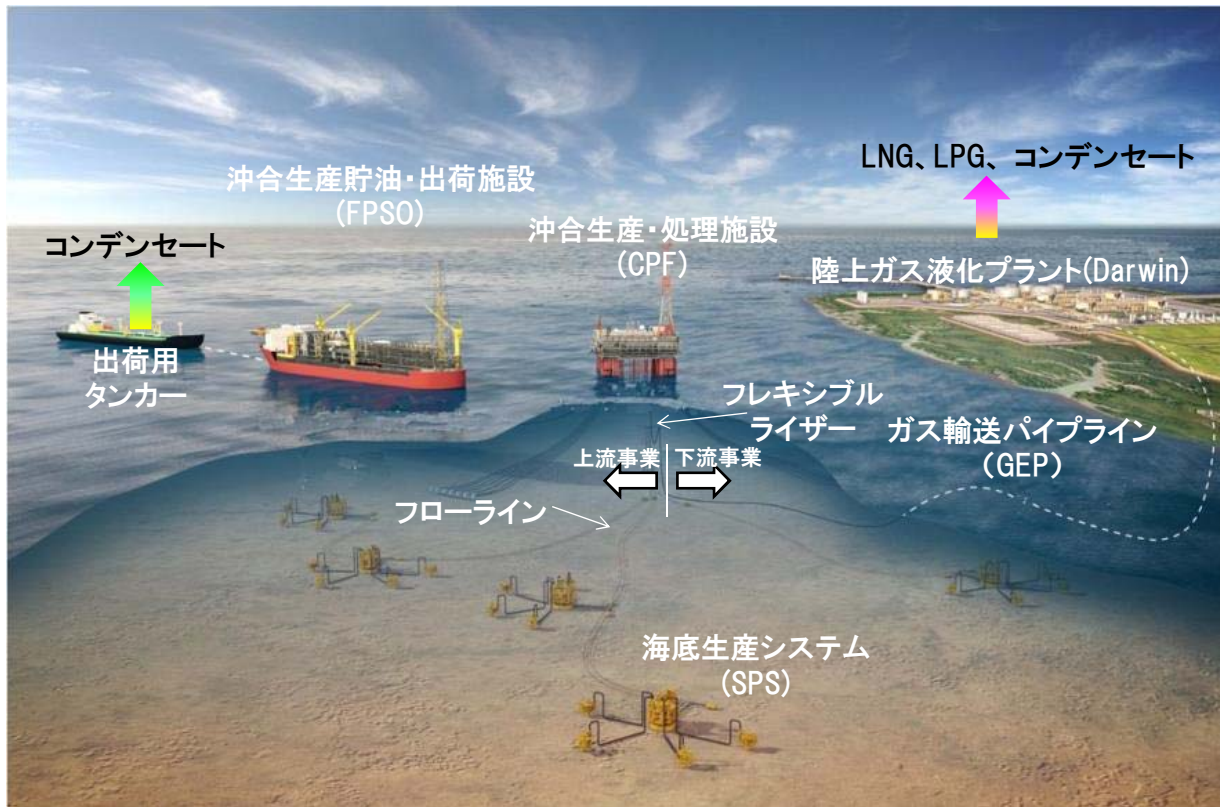
スケジュール



→プロジェクトから生産されるLNGの7割相当が日本に仕向け

イクシスLNGプロジェクト(3/5)

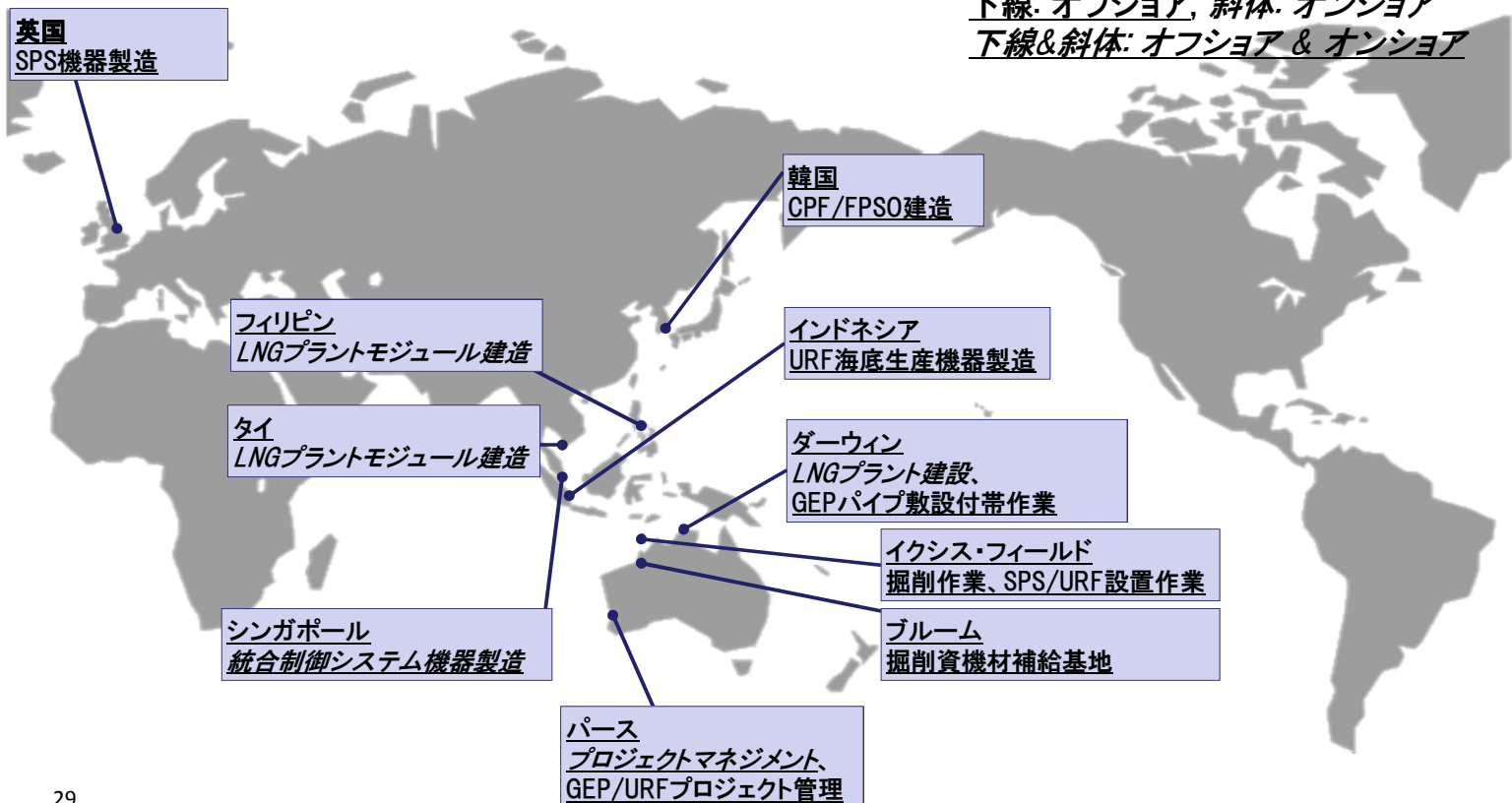
イクシスLNGプロジェクトの開発コンセプト



イクシスLNGプロジェクト(4/5)

現在、作業が進んでいる主なプロジェクト拠点

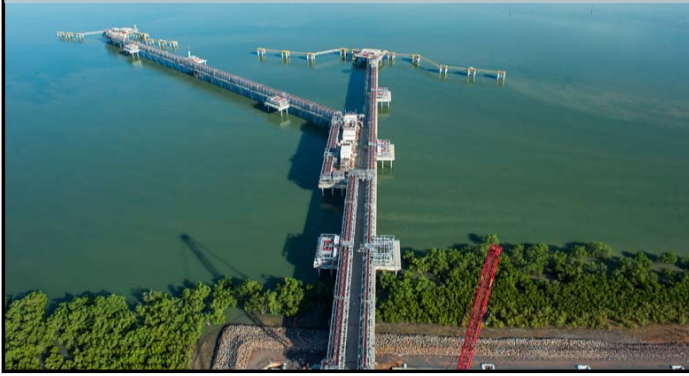
下線: オフショア, 斜体: オンショア
下線&斜体: オフショア & オンショア



イクシスLNGプロジェクト(5/5)

INPEX

製品出荷棧橋の出荷用設備の据付完了(2016年4月、ダーウィン)



1st trainモジュール設置作業の完了(2016年4月、ダーウィン)



操業管理施設の建設作業(2016年4月、ダーウィン)



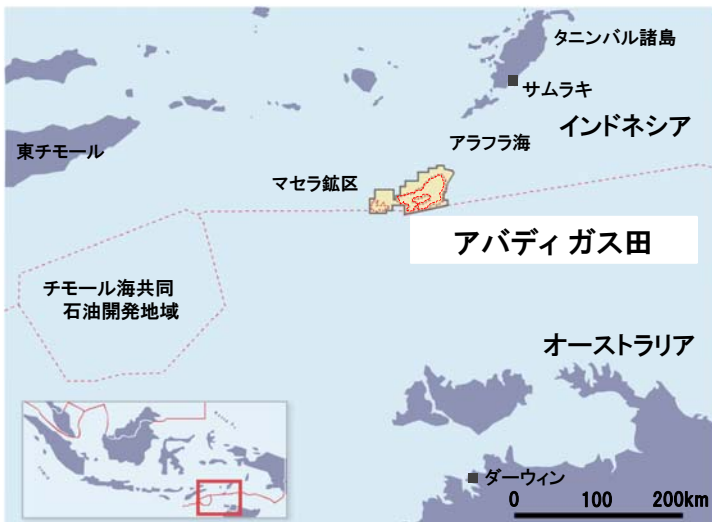
CPF/FPSO用係留チェーンの設置完了(2016年4月、イクシスフィールド)



30

アバディLNGプロジェクト

INPEX



- 2015年9月、年産750万トンのフローティングLNG（浮体構造に天然ガス液化・貯蔵・出荷設備を搭載した施設）による改定開発計画をインドネシア政府当局へ提出
- 2016年4月、インドネシア政府当局より陸上LNGによる開発計画の再検討を求める内容の通知を受領
- 早期にプロジェクトを実現していくとの方針を維持し、今後最適開発について政府当局と協議を実施
- 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
- PS契約: 2028年まで

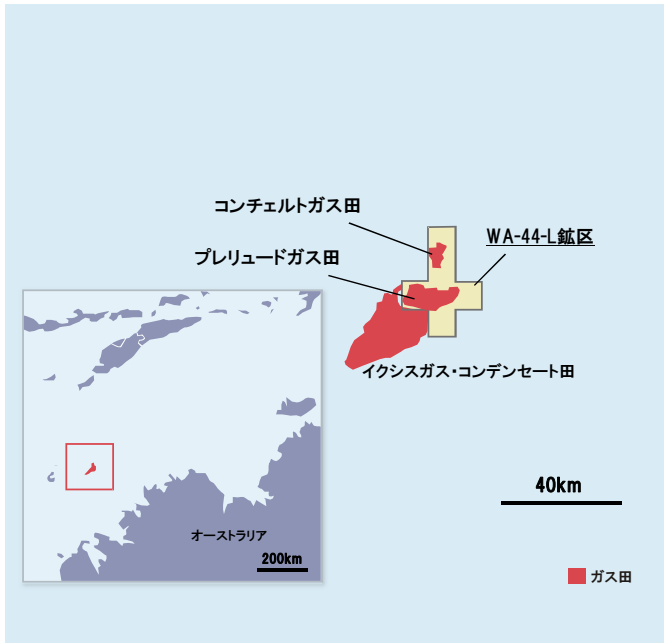
- 権益比率
-当社(オペレーター)65%、Shell35%
- 開発準備中

31

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およそ10年での生産開始を目標。本格的なキャッシュインは2018年を予定。
- 2014年5月、当社権益相当分年間約63万トンのLNGの売買について(2017年から8年間)、東京電力(年間約56万トン)、静岡ガス(年間約7万トン)それぞれと基本合意

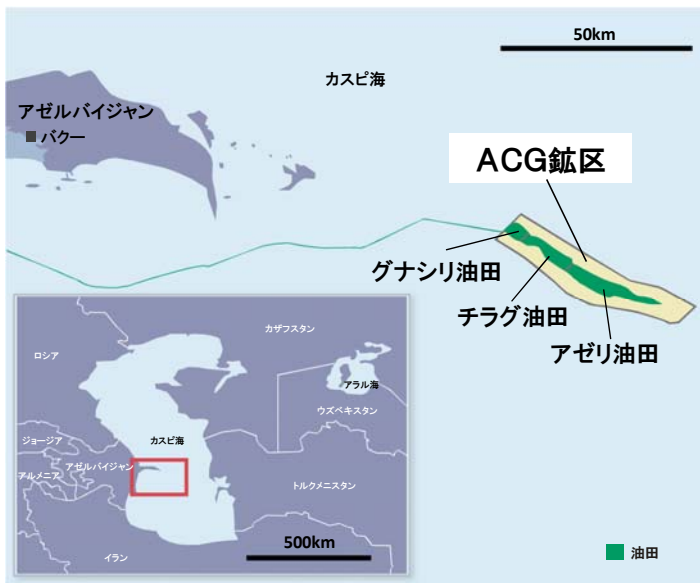
32 FLNG船



ACG油田

インペックス南西カスピ海石油

INPEX

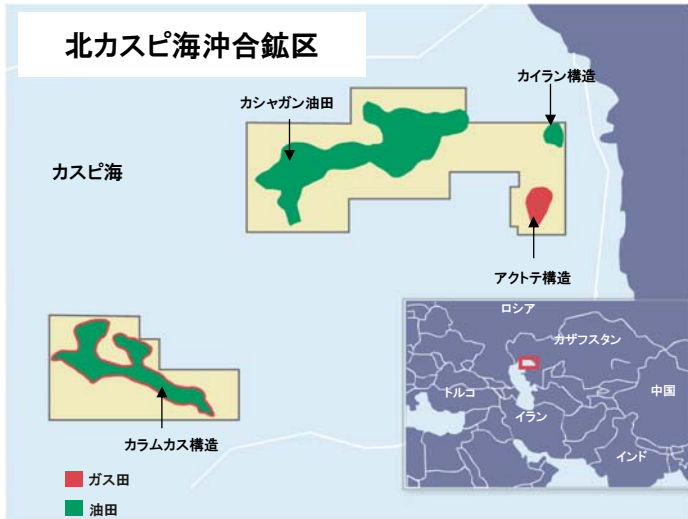


- 当社権益比率: 10.9644%(オペレーター: BP)
- 生産量*: 日量約63.4万バレル
- PS契約: 2024年まで
- チラグ油田1997年生産開始
- フェーズ1: アゼリ油田中央部2005年2月に生産開始
- フェーズ2: アゼリ油田西部2005年12月に生産開始、アゼリ油田東部2006年10月に生産開始
- フェーズ3: グナシリ油田深海部2008年4月に生産開始
- 2014年1月、チラグ油田西部(チラグ・オイル・プロジェクト)にて生産開始

* 全鉱区ベース、2015年平均日産量

カシャガン油田ほか インペックス北カスピ海石油

INPEX



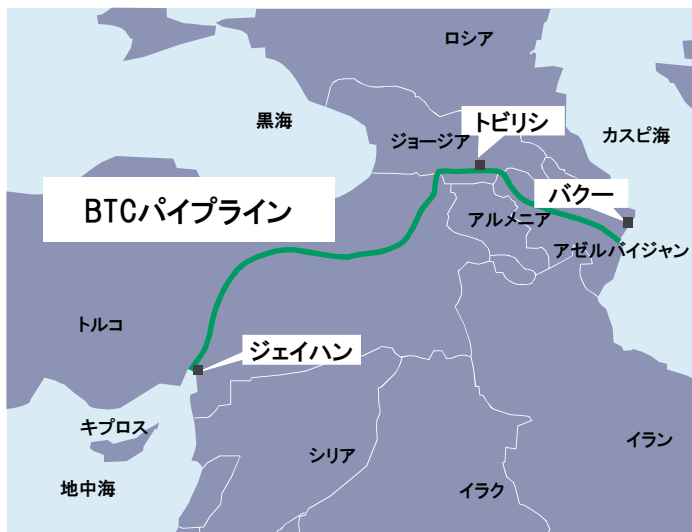
- 当社権益比率: 7.56%(オペレーター: NCOC(North Caspian Operating Company))
- PS契約: カシャガン油田 - 2021年末まで*
- カラムカス/アクトテ/カイランの3構造の評価作業を実施中
(2013年9月に生産開始し、ガスリークにより同年10月より一時的に生産停止中。2016年末までに生産再開見込み。)

*現行のPSA条件にて10年×2回の延長(2041年まで)が可能

34

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

INPEX



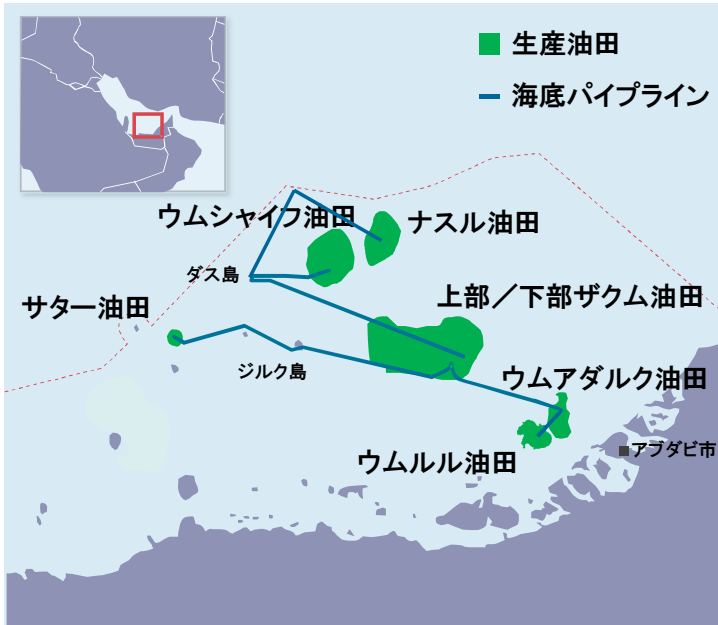
- 当社権益比率:2.5%(オペレーター:BP)
- 2002年10月、当社、参加権益2.5%取得
- 2006年6月、ジェイハンターミナルから原油出荷開始
- 2009年3月、輸送能力日量120万バレルまでの拡張作業を完了
- 2010年9月13日、累計10億バレル出荷を達成
- 2014年8月11日、累計20億バレル出荷を達成

35

ADMA鉦区

ジャパン石油開発(JODCO)

INPEX

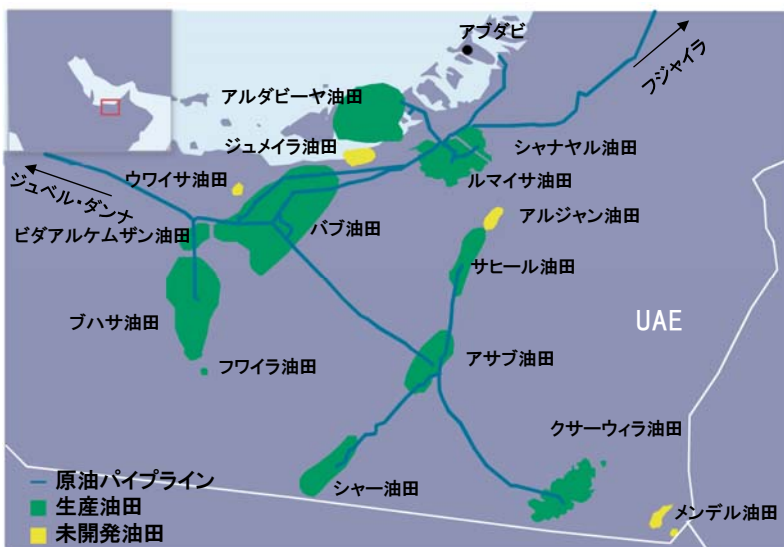


- ウムシャイフ/下部ザクム/ウムルル/ナスル油田
 - ・当社権益比率: 12.0%(オペレーター: ADMA-OPCO*)
 - 上部ザクム/ウムアダルク/サター油田
 - ・当社権益比率:
 - 上部ザクム/ウムアダルク 12.0%
 - サター 40.0%(オペレーター: ZADCO*)
- *権益保有者が株主である操業会社。JODCOから両社へそれぞれ12%を出資。
- 利権契約: 2018年まで(但し、上部ザクム油田は2041年まで)
 - 生産量維持・拡大のため開発作業を継続中
 - ・ウムルル油田・ナスル油田の全体開発計画に基づく作業実施中
 - ・上部ザクム油田の人工島を利用した再開発計画に基づく作業実施中

ADCO鉦区

JODCO Onshore Ltd.

INPEX

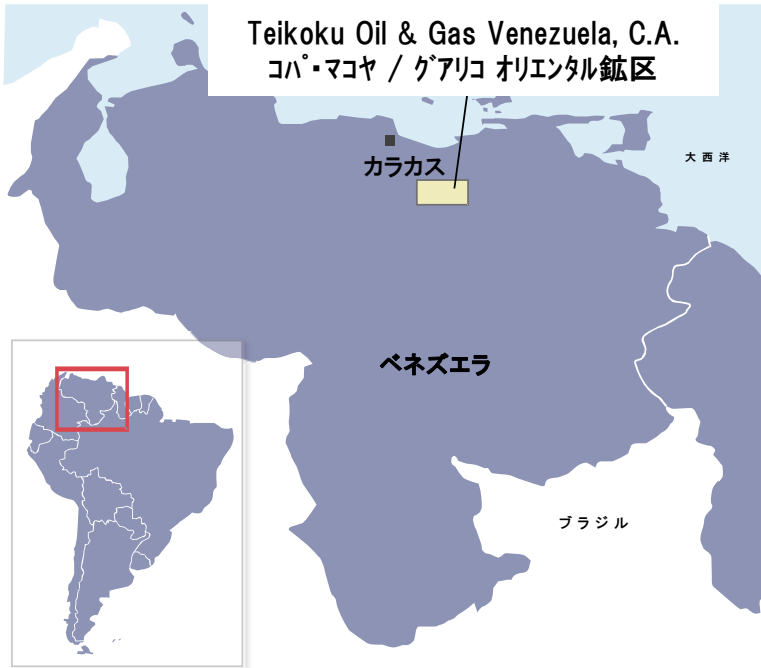


- 当社権益比率: 5% (オペレーター: ADCO*)
 - 生産量
 - ・原油: 日量約160万バレル
 - 利権契約: 2054年まで
 - 2015年4月、アブダビ首長国政府及びADNOCと利権契約を締結し、権益取得
 - 生産量を日量約180万バレルに引き上げるべく開発作業を実施中
- *権益保有者が株主である操業会社。JODCO Onshore Ltd. から5%を出資。

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 オリエンタル鉱区(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*
 - ・原油: 日量約1千バレル
 - ・天然ガス** : 日量約52百万立方フィート

* 全鉱区ベース、2016年3月平均日産量

**井戸元の生産量ではなく買主への販売に対応した数量

38

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)
- 生産量**:

 - ・原油: 日量約2.3万バレル
 - ・天然ガス***: 日量約3百万立方フィート

- コンセッション契約: 2025年まで

BM-ES-23鉱区

- 当社権益比率: 15%
- 探鉱(評価)作業中

** 全鉱区ベース、2016年3月平均日産量

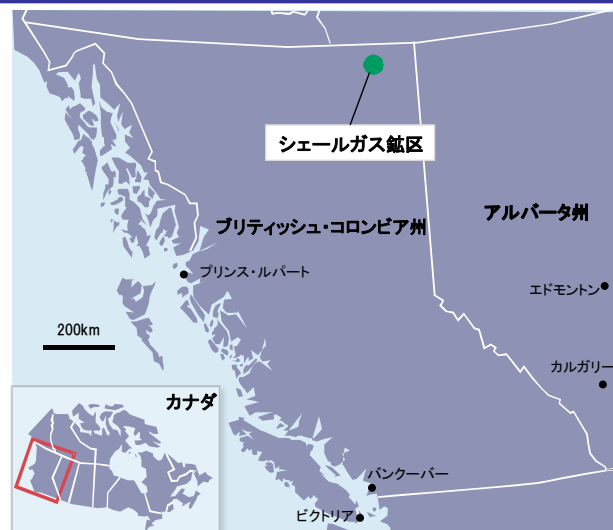
*** 井戸元の生産量ではなく買主への販売に対応した数量

39

カナダ シェールガスプロジェクト

INPEX Gas British Columbia Ltd.

INPEX



40

フラクチャリング作業現場

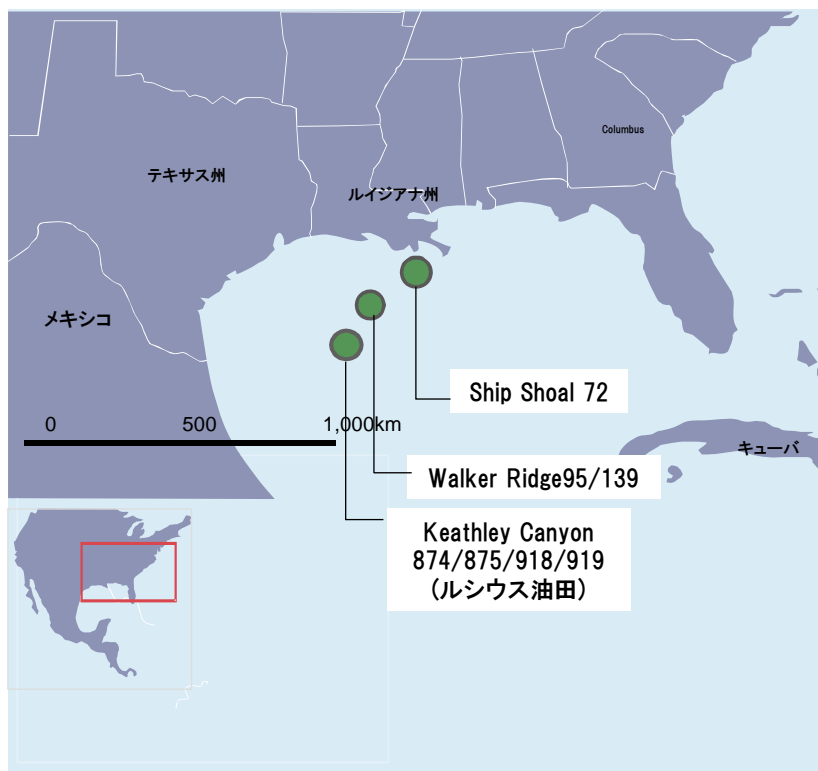
- 権益比率:40%* (オペレーター:Nexen)
 - * INPEX Gas British Columbia Ltd. (出資比率:当社45.09%、JOGMEC44.89%、日揮㈱のカナダ法人子会社 10.02%)の権益比率。
- 生産量**
 - 天然ガス***: 日量約112百万立方フィート
- コンセッション契約

** 全産区ベース、2015年平均日産量

*** 井戸元の生産量ではなく買主への販売に対応した数量

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**



浅海海域産区

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

- コンセッション契約
- 当社権益比率
 - Ship Shoal 72 : 25%
- 生産量*
 - 天然ガス**: 日量約1百万立方フィート

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95/139産区 12.29%
- コンセッション契約

ルシウス油田

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

- コンセッション契約
- 当社権益比率:7.75309% (オペレーター: Anadarko)
- 2015年1月 原油及び天然ガスの生産開始
- 生産量***
 - 原油: 日量約7.0万バレル
 - 天然ガス**: 日量約72百万立方フィート

* Ship Shoal 72 の2016年3月平均日産量

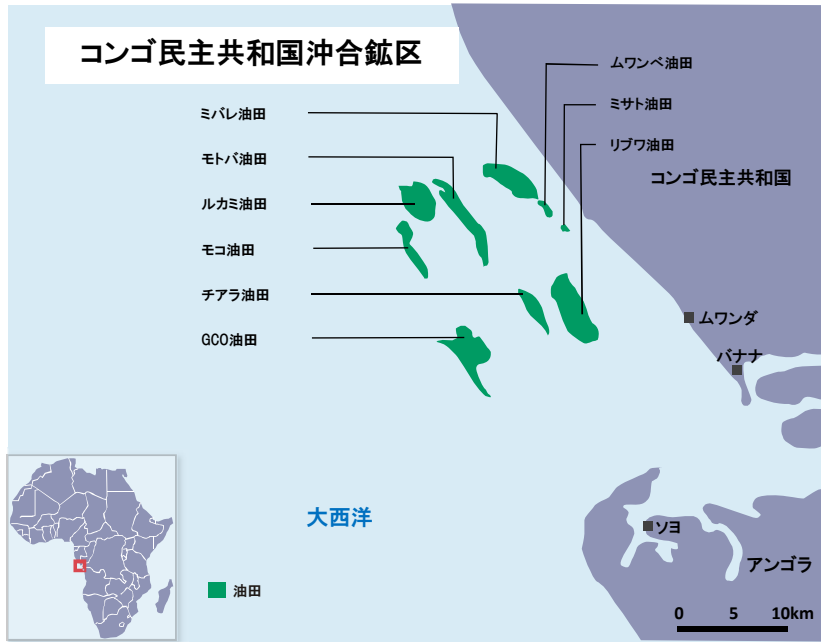
** 井戸元の生産量ではなく買主への販売に対応した数量

*** 全産区ベース、2016年3月平均日産量

41

コンゴ民主共和国沖合鉱区 帝石コンゴ石油

INPEX

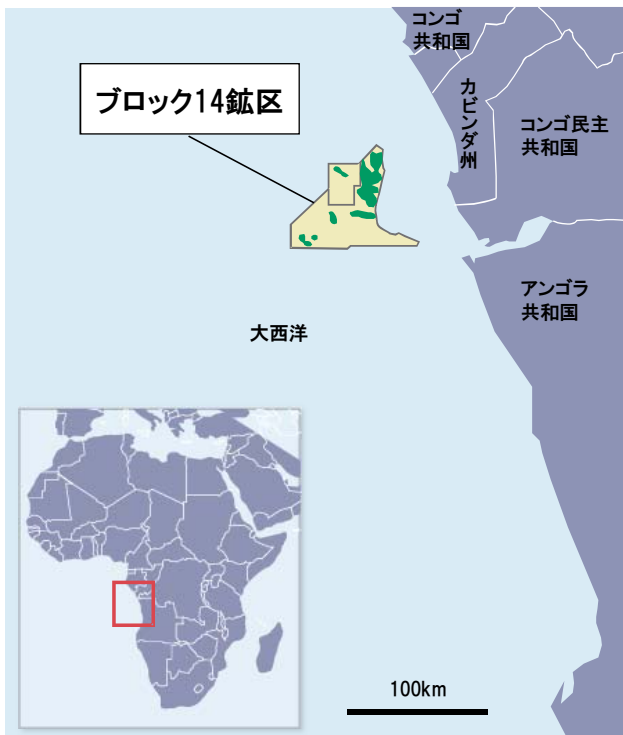


- 当社権益比率:32.28%
(オペレーター:ペレンコ)
- コンセッション契約(1969-2023年)
- 生産開始:1975年
- 生産量*: 日量約1.3万バレル

* 全鉱区ベース、2016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 Block 14 Ltd.

INPEX

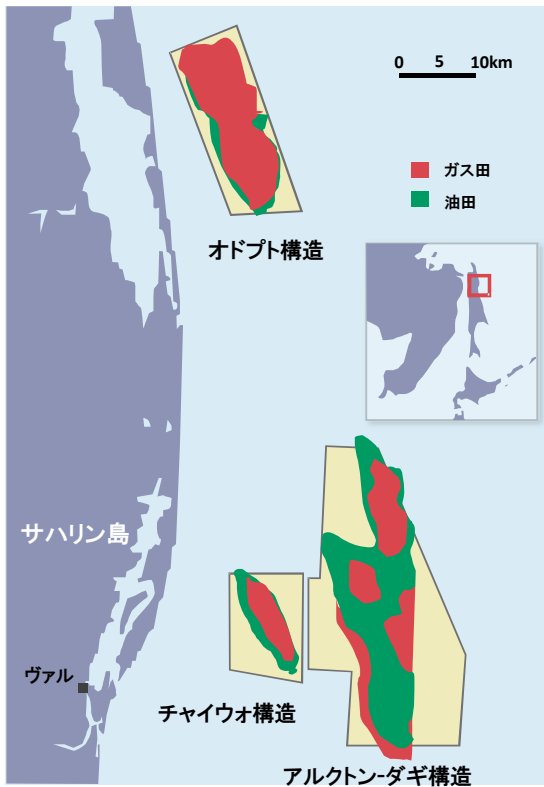


- 当社権益比率:9.99%(オペレーター:
Chevron)
- 生産量*: 日量約11.9万バレル
- PS契約: 2035年まで

* 全鉱区ベース、2016年3月平均日産量

サハリン I

サハリン石油ガス開発



- 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20.9万バレル
 - ・天然ガス 日量約10.5億立方フィート
- 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
- 2014年6月、アルクトン・ダギ構造に、世界最大級のプラットフォーム”Berkut”を設置
- 2015年1月、アルクトン・ダギ構造より生産開始
- 天然ガスをロシア国内に供給中

* 全鉱区ベース、2016年3月平均日産量

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% | 生産中 |
| ・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 |
| ・INPEX Browse E&P Pty Ltd | WA-285-PIほか** | 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 | - | 62.245% | 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 |
| ・アルファ石油 | ヴァンゴッホ油田/コニストンユニット | オーストラリア | コンセッション | 100% | 生産中 |
| ・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: * 2016年4月末時点
 ** オペレータープロジェクト

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% | 生産停止中 |
| 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 |
| ・JODCO Onshore Ltd. | ADCO鉱区 | アラブ首長国連邦 | コンセッション | 51% | 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 |
| ・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 |
| 米州 | | | | | |
| ・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 |
| ・Teikoku Oil & Gas Venezuela | コパ・マコヤ**/グアリョオリエンタル | ベネズエラ | ジョイントベンチャー | 100% | 生産中 |
| ・Teikoku Oil (North America) | ルシウス油田/SS72鉱区 | 米国 | コンセッション | 100% | 生産中 |
| ・Frade Jap ã o Petr3leo Limitada | フラージ鉱区 | ブラジル | コンセッション | 37.5%*** | 生産中 |

注：* 2016年4月末時点

** オペレータープロジェクト

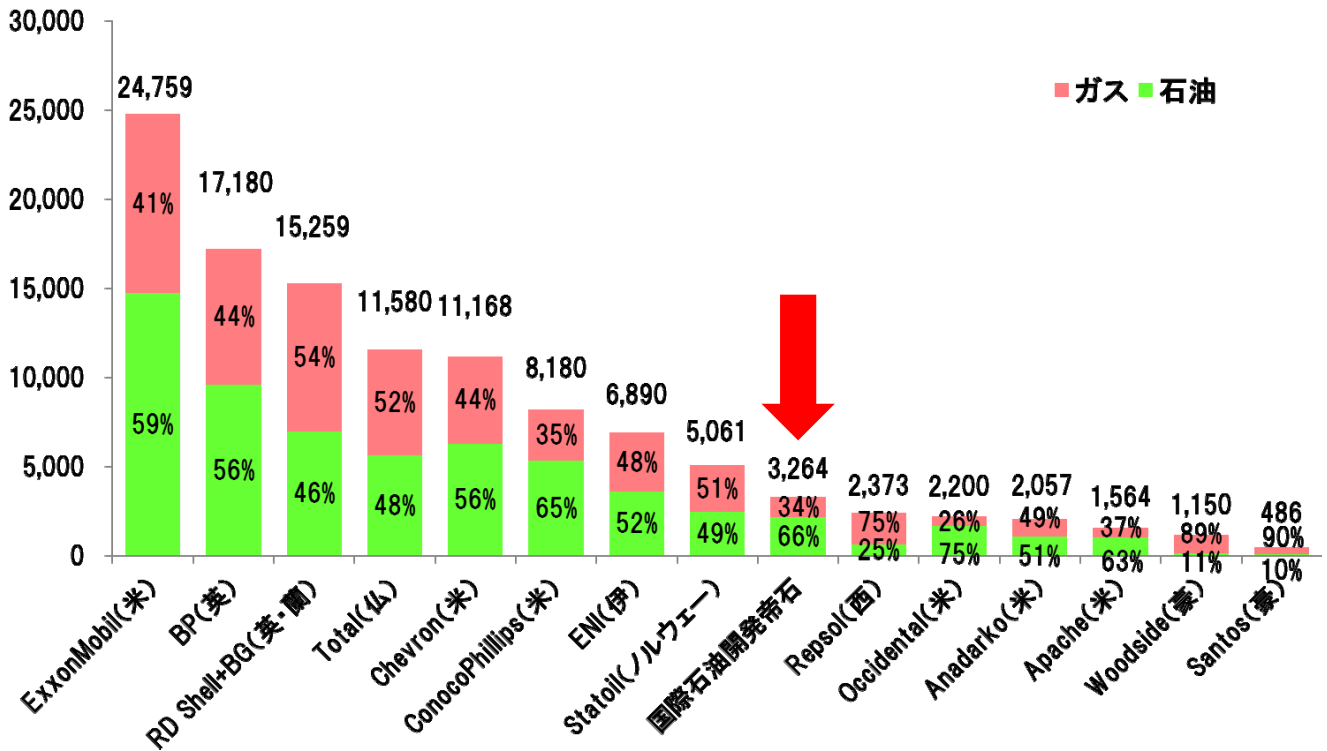
*** インペックス北カンボス沖石油(当社の持分法適用関連会社)の子会社。出資比率(37.5%)は同社を通じた当社の実質的な比率。



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

百万BOE

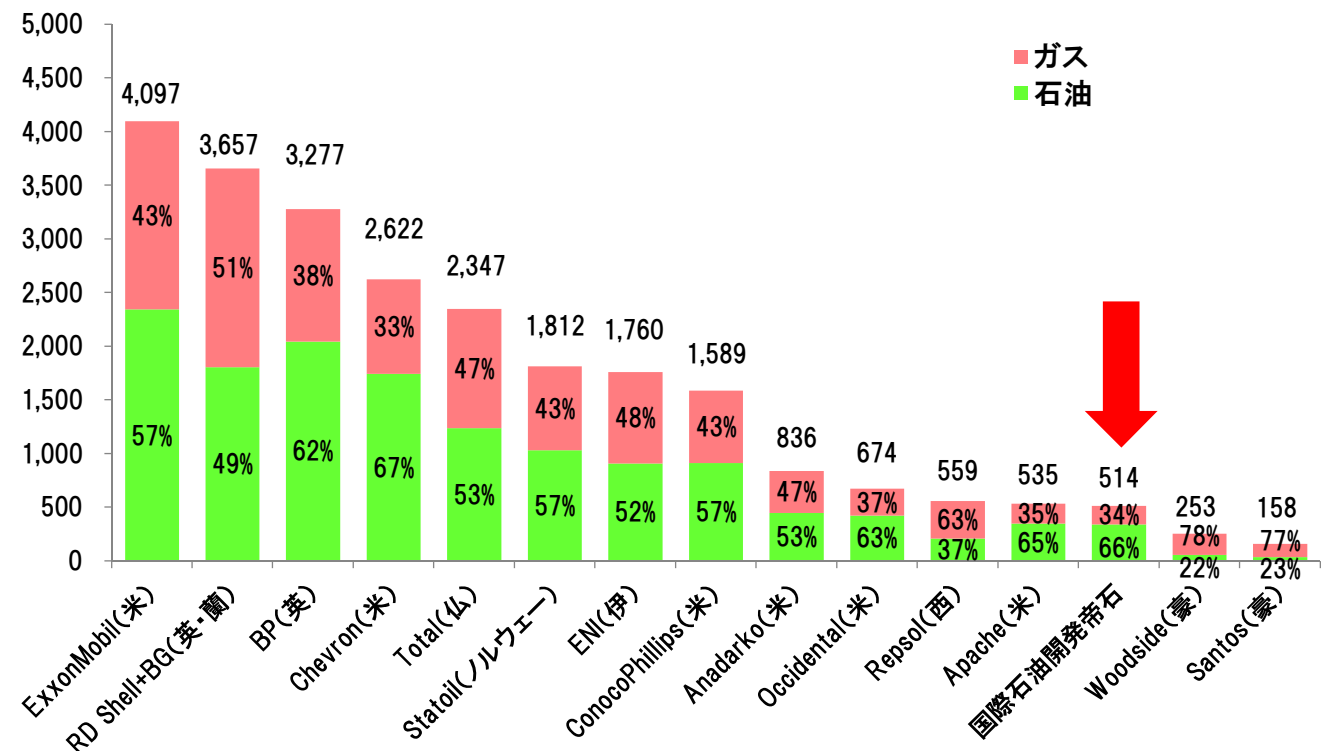


出所：直近の各社公表財務情報

注：各社2015年12月末時点であるが、当社は2016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。

メジャー・主要な独立系石油ガス会社との 生産量の比較

千BOE/d

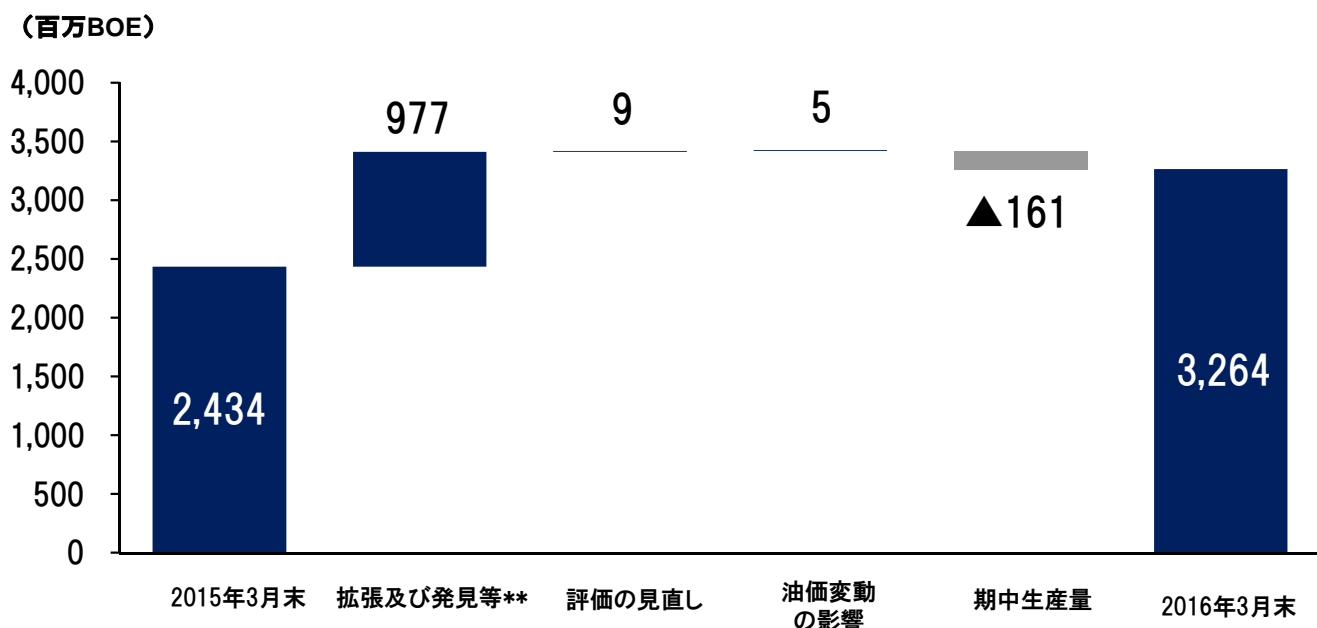


出所：直近の各社公表財務情報

注：各社2015年12月期であるが、当社は2016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

INPEX



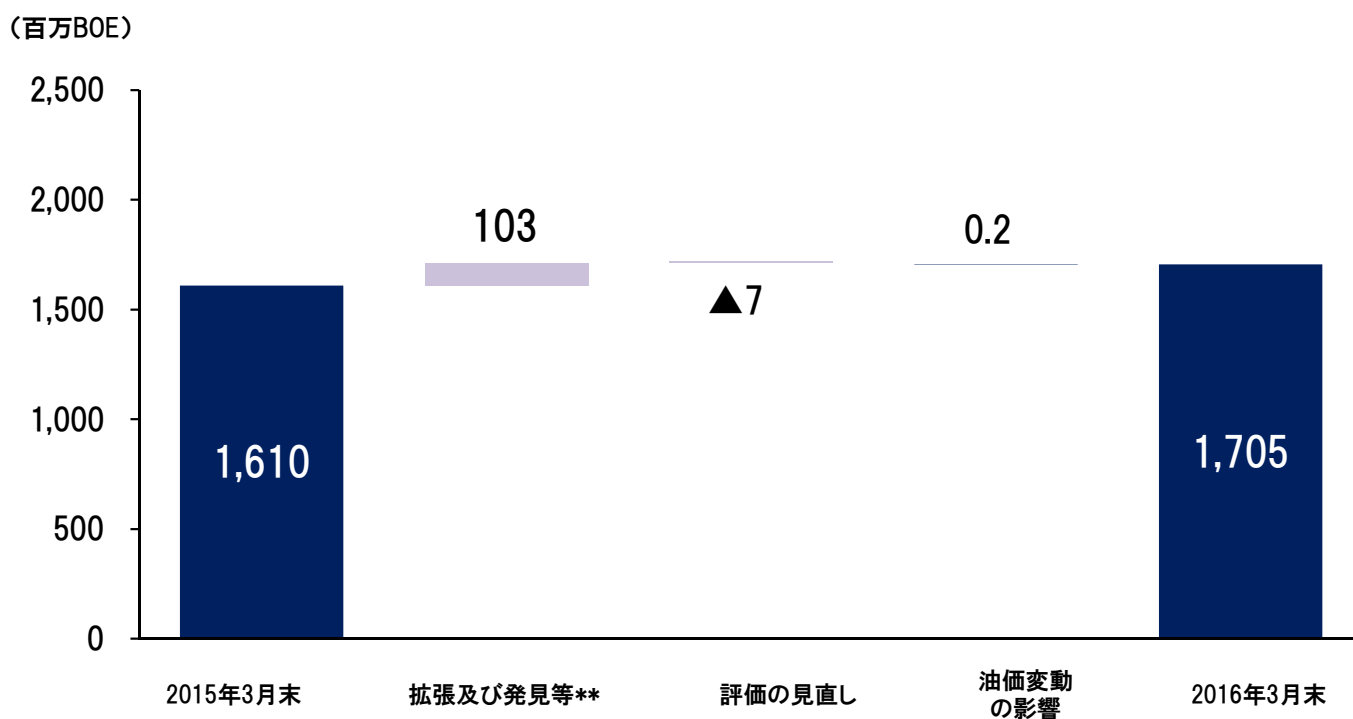
* 確認埋蔵量の定義は、52ページに記載しております。

** 買収及び売却等を含む。

50

推定埋蔵量*の推移の要因分析

INPEX



* 推定埋蔵量の定義は、53ページに記載しております。

** 買収及び売却等を含む。

51

- 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
- 確率論的手法を用いて確認埋蔵量を算定する場合には、確認埋蔵量(1P)を回収できる確率が90%以上であることが必要とされています
- 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

52

推定・予想埋蔵量の定義

- 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

※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

53

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

* 2012年5月発表

** 2013年3月期～2017年3月期の5年間

投資計画と資金調達手段

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9,928億円
(2016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：2016年3月期実績 1,837億円)
- 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

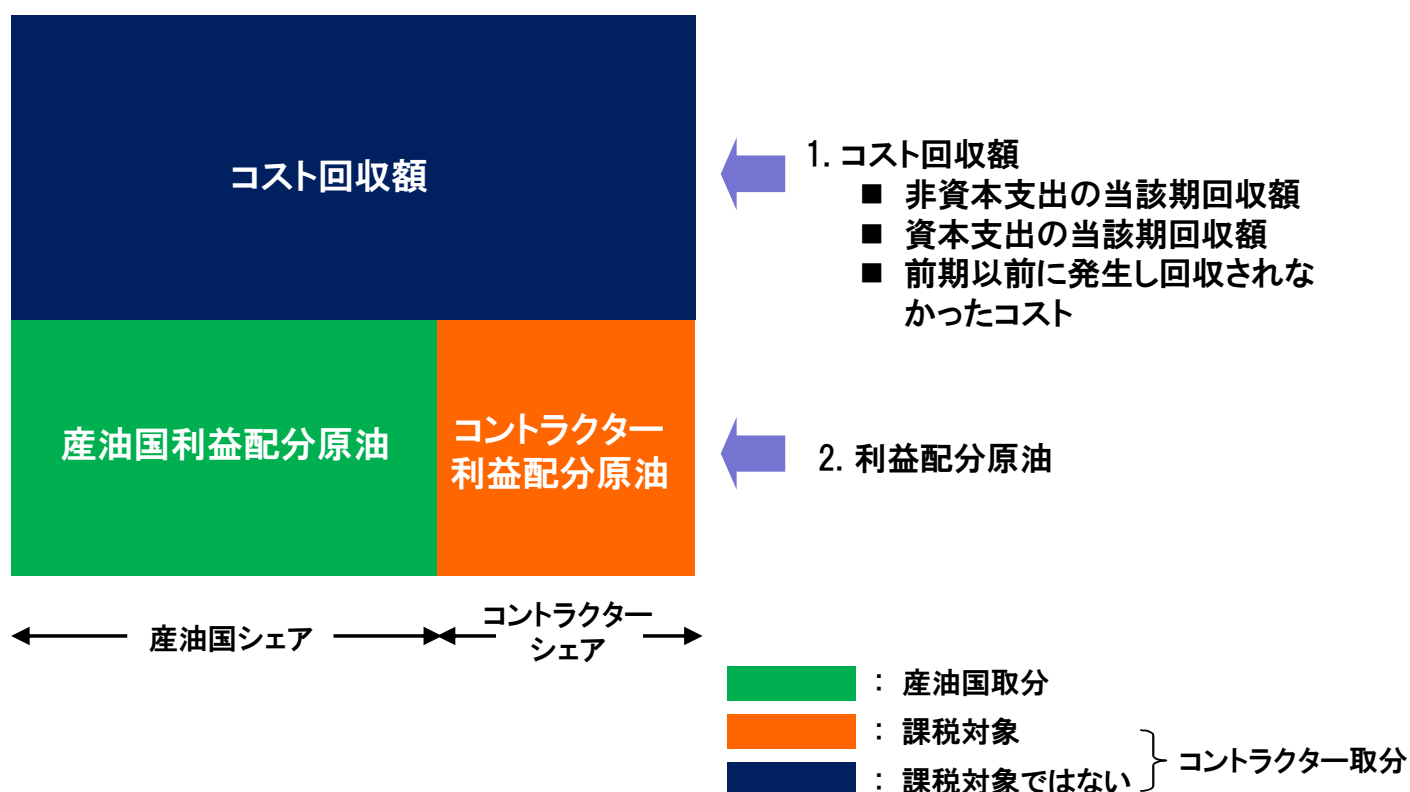
低コストでの有利な資金調達

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

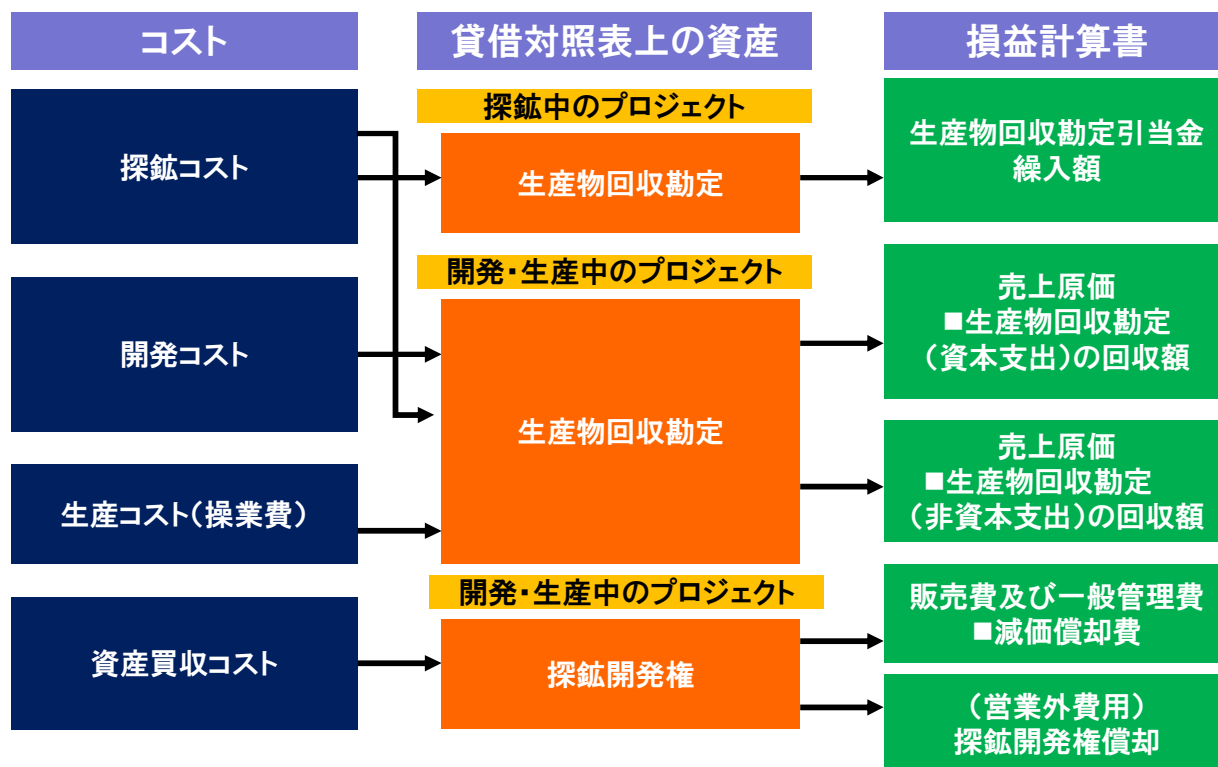
JBIC及びJOGMECの制度金融の
活用により開発資金を調達

- 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

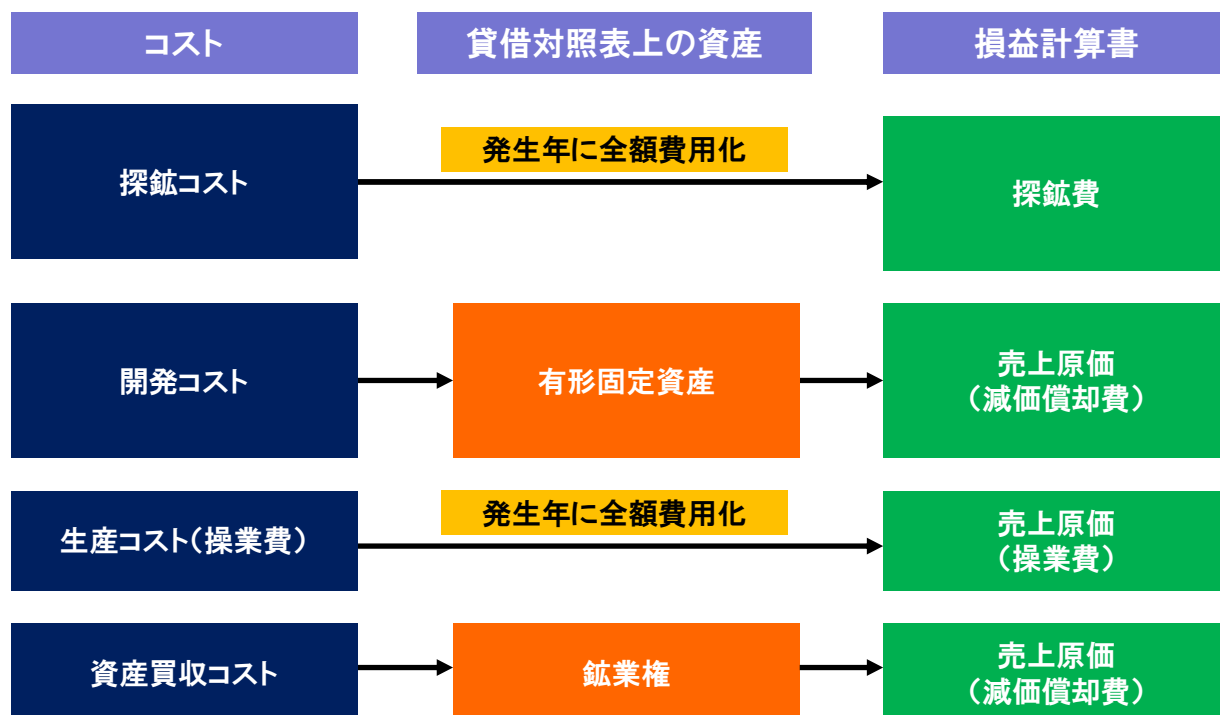
生産分与契約



生産分与契約に係る会計処理

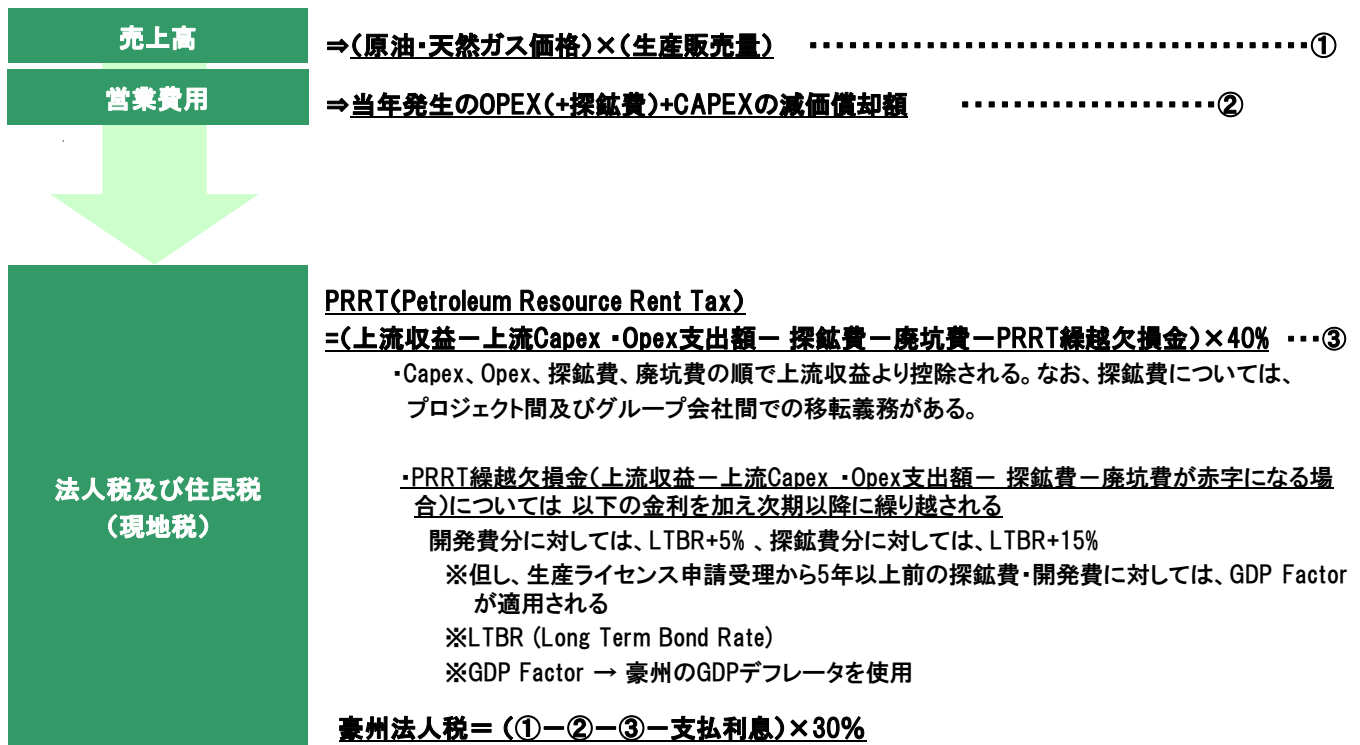


コンセッション契約に係る会計処理

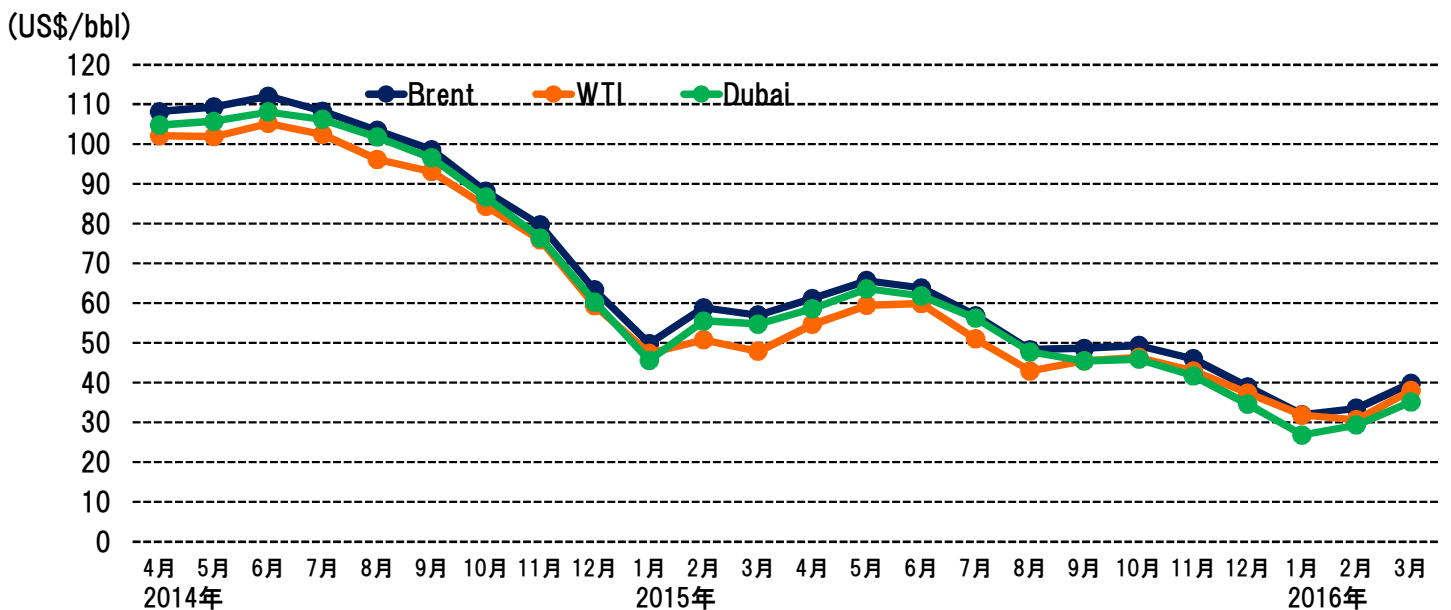


豪州税制の概要

※ 本スライドの記載内容については、今後税制の改正等に伴い変更の可能性があります。



油価の推移



| | 2015年3月期 | 2015年 | | | | | | | | | | | | 2016年 | 2016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 | 86.57 | 61.14 | 65.61 | 63.75 | 56.76 | 48.21 | 48.54 | 49.29 | 45.93 | 38.90 | 31.93 | 33.53 | 39.79 | 48.73 | |
| WTI | 80.49 | 54.63 | 59.37 | 59.83 | 50.93 | 42.89 | 45.47 | 46.29 | 42.92 | 37.33 | 31.78 | 30.62 | 37.96 | 45.00 | |
| Dubai | 83.47 | 58.55 | 63.56 | 61.79 | 56.17 | 47.69 | 45.38 | 45.84 | 41.69 | 34.59 | 26.81 | 29.30 | 35.14 | 45.54 | |