

参考データ集

国際石油開発帝石株式会社

2020年2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 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	12月(旧仮決算)
JODCO Onshore Limited	アラブ首長国連邦	51%	生産中	12月
JODCO Lower Zakum Limited	アラブ首長国連邦	100%	生産中	12月
サウル石油	東チモール民主共和国	100%	生産中	12月
INPEX Ichthys Pty Ltd	オーストラリア	100%	生産中	12月(旧仮決算)
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	12月(旧仮決算)
インベックス北カスピ海石油	カザフスタン	51%	生産中	12月(旧仮決算)
INPEX Oil & Gas Australia Pty Ltd	オーストラリア	100%	生産中	12月
INPEX Eagle Ford, LLC	アメリカ合衆国	100%	生産中	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
Ichthys LNG Pty Ltd	オーストラリア	66.245%	生産中	12月(旧仮決算)

2019年12月期(2019年4月1日～2019年12月31日)

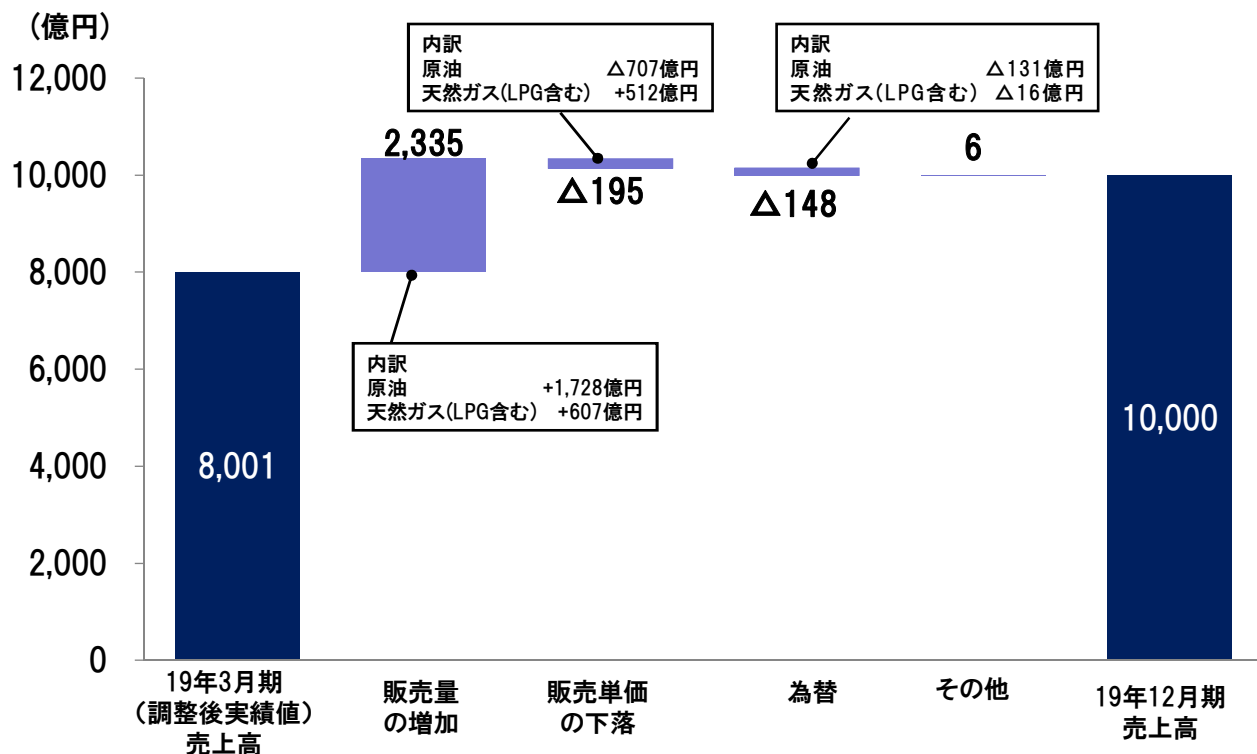
(単位:百万円)

	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	97,038	240,927	79,054	569,166	13,819	1,000,005	-	1,000,005
セグメント利益又は損失(△)	13,156	117,801	20,806	364,467	△ 6,545	509,685	△ 11,044	498,641
セグメント資産	274,520	3,063,677	596,930	562,032	82,630	4,579,791	270,203	4,849,995

(注)

- (1)セグメント利益の調整額△11,044百万円は、各報告セグメントに配分していない全社費用であります。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270,203百万円は、セグメント間取引消去△385百万円及び各報告セグメントに配分していない全社資産270,589百万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。
- 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。

2019年12月期 売上高 増減要因分析



	19年3月期 (調整後実績値)	19年12月期 (2019年4月-12月)	増減	増減率
売上高(億円)	12	31	19	155.0%

販売量(千bbl)	203	412	208	102.7%
海外生産分平均単価(\$/bbl)	53.86	40.06	△ 13.80	△ 25.6%
国内生産分平均単価(¥/kg)	78.84	65.52	△ 13.32	△ 16.9%
平均為替(¥/\$)	111.72	108.98	2円74銭円高	2.5%円高

地域別販売量(千bbl)	19年3月期 (調整後実績値)	19年12月期 (2019年4月-12月)	増減	増減率
日本	3 (0.3千ト)	3 (0.3千ト)	△ 1 (△0.1千ト)	△ 19.7%
アジア・オセアニア	200	409	209	104.7%
ユーラシア(欧州・NIS諸国)	-	-	-	-
中東・アフリカ	-	-	-	-
米州	-	-	-	-
合計	203	412	208	102.7%

営業外収益・費用

(億円)	19年3月期 (調整後実績値)	19年12月期 (2019年4月-12月)	増減	増減率
営業外収益	523	447	△ 75	△ 14.4%
受取利息	68	24	△ 44	△ 64.9%
受取配当金	24	32	8	34.2%
投資有価証券売却益	-	49	49	-
持分法による投資利益	150	233	83	55.4%
受取補償金	75	-	△ 75	△ 100.0%
為替差益	36	24	△ 11	△ 31.3%
その他	168	83	△ 85	△ 50.6%
営業外費用	203	323	120	59.2%
支払利息	114	218	104	91.3%
生産物回収勘定引当金繰入額	28	31	2	8.1%
投資有価証券評価損	-	34	34	-
その他	59	38	△ 21	△ 35.8%

利払い・償却・探鉱費前利益(EBIDAX)

(百万円)	19年12月期 (2019年4月-2019年12月)	(ご参考) 19年3月期	備考
親会社株主に帰属する純利益	123,550	96,106	P/L
非支配株主に帰属する純損益	1,015	677	P/L
減価償却相当額	172,912	146,786	
減価償却費	135,629	106,899	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	5,022	6,760	C/F
生産物回収勘定(資本支出)の回収額	32,261	33,127	C/F PS契約に係る減価償却費相当額
探鉱費相当額	18,541	13,350	
探鉱費	15,426	11,679	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	3,115	1,468	P/L PS契約に係る探鉱費相当額等
探鉱事業引当金繰入額	-	203	
重要な非現金項目	24,594	21,529	
法人税等調整額	24,545	△2,660	P/L
為替差損益	△ 747	△1,047	C/F
減損損失	796	25,236	
税引後ネット支払利息	13,992	6,975	P/L 税引後の支払利息一受取利息
EBIDAX	354,604	285,423	

Copyright © 2020 INPEX CORPORATION. All rights reserved.

6

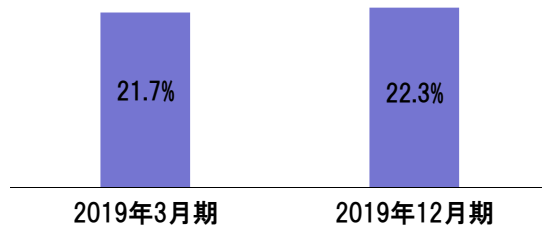
生産物回収勘定の増減推移

(百万円)	19年12月期	(ご参考) 19年3月期	備考
生産物回収勘定(期首)	568,059	589,098	
増加:			
探鉱投資	3,203	4,032	主にイラク Block10
開発投資	27,054	22,612	主にACG、カシャガン、コンソ
操業費	13,078	15,666	主にACG、カシャガン
その他	7,781	11,737	
減少:			
コスト回収(CAPEX)	32,261	33,127	主にACG、カシャガン
コスト回収(Non-CAPEX)	12,255	26,203	主にACG、カシャガン
その他	6,283	15,756	
生産物回収勘定(期末)	568,377	568,059	主にカシャガン
生産物回収勘定引当金	66,897	70,017	

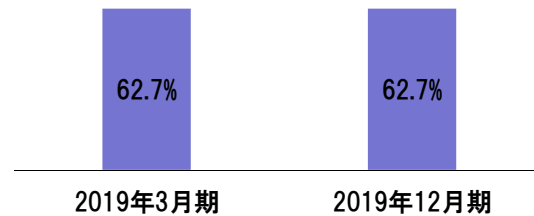
Copyright © 2020 INPEX CORPORATION. All rights reserved.

7

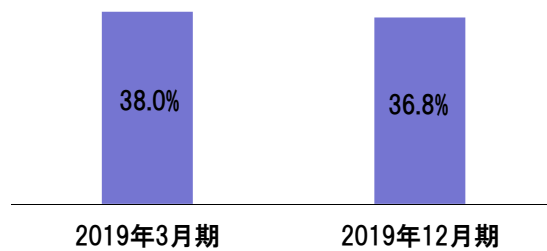
純有利子負債／使用総資本(ネット)*



自己資本比率**



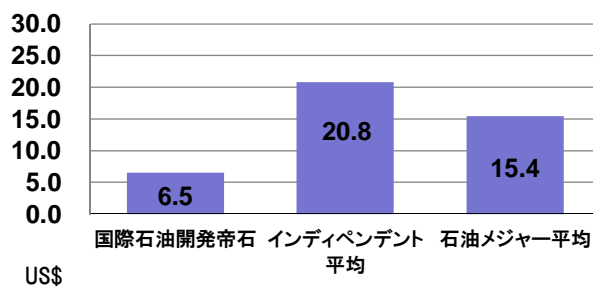
D/Eレシオ***



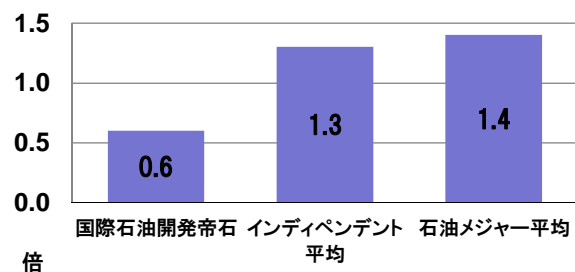
* 純有利子負債／使用総資本(ネット) = (有利子負債－現金及び預金)／(純資産＋有利子負債－現金及び預金)
 ** 自己資本比率 = (純資産－非支配株主持分)／総資産
 *** D/Eレシオ = 有利子負債／(純資産－非支配株主持分)

当社Valuation指標

EV／確認埋蔵量*

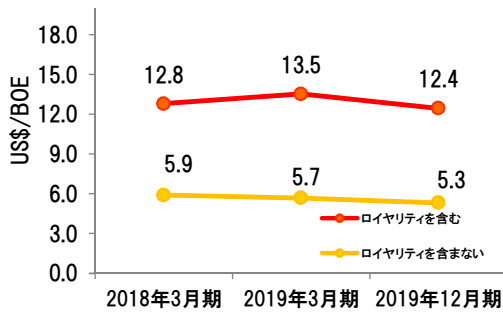


PBR**

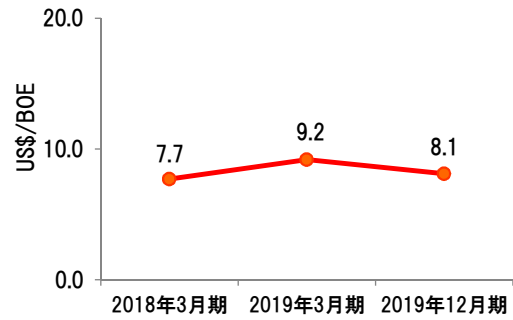


* EV(企業総価値)／確認埋蔵量 = (時価総額＋総有利子負債－預金及び現金同等物＋非支配株主持分)／確認埋蔵量。
 ・ 時価総額は2019年12月末時点、確認埋蔵量は、当社は2019年3月末時点、インディペンデント、石油メジャーは、2018年12月末時点の数値を使用。
 ・ 財務数値は、当社は、2019年9月末時点、インディペンデント、石油メジャーは、2019年9月末(一部、2019年6月末)時点の数値を使用。財務数値、確認埋蔵量は各社開示資料より。
 ** PBR = 株価／一株当たり純資産。時価総額は2019年12月末時点、財務数値は2019年9月末時点(一部は2019年6月末時点)数値を使用。財務数値は各社開示資料より。

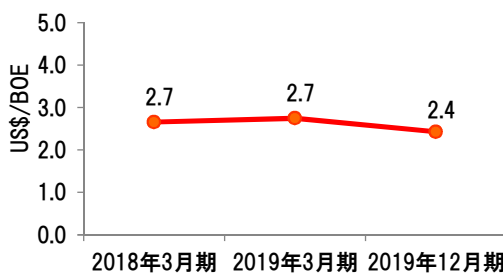
原油換算1バレル当たりの生産コスト



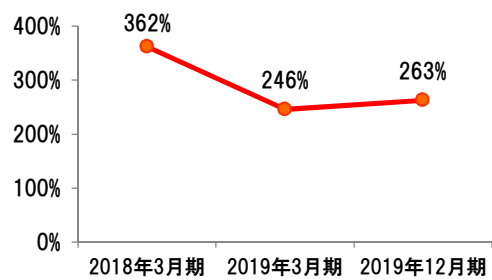
原油換算1バレル当たりの探鉱・開発コスト(3年平均)



原油換算1バレル当たりの販売費及び一般管理費

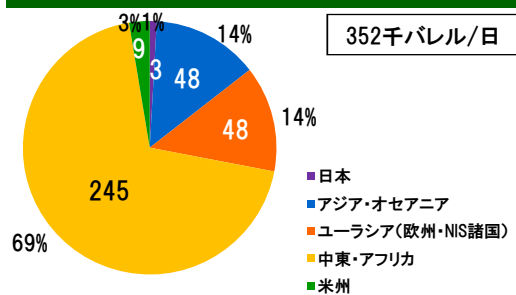


リザーブリプレースメントレシオ(3年平均)

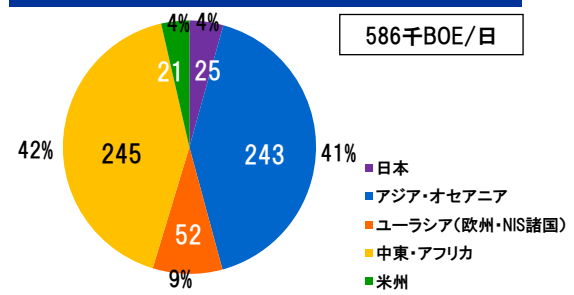


生産量*(2019年4月-12月)

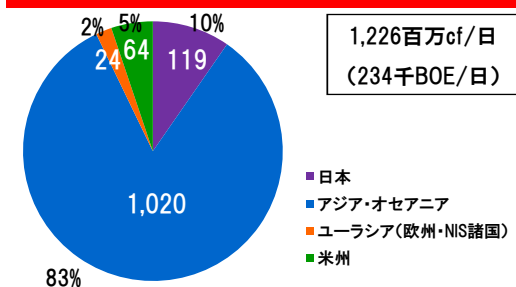
原油・コンデンサート・LPG



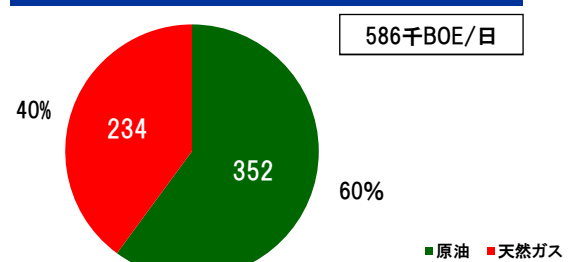
原油・天然ガス合計



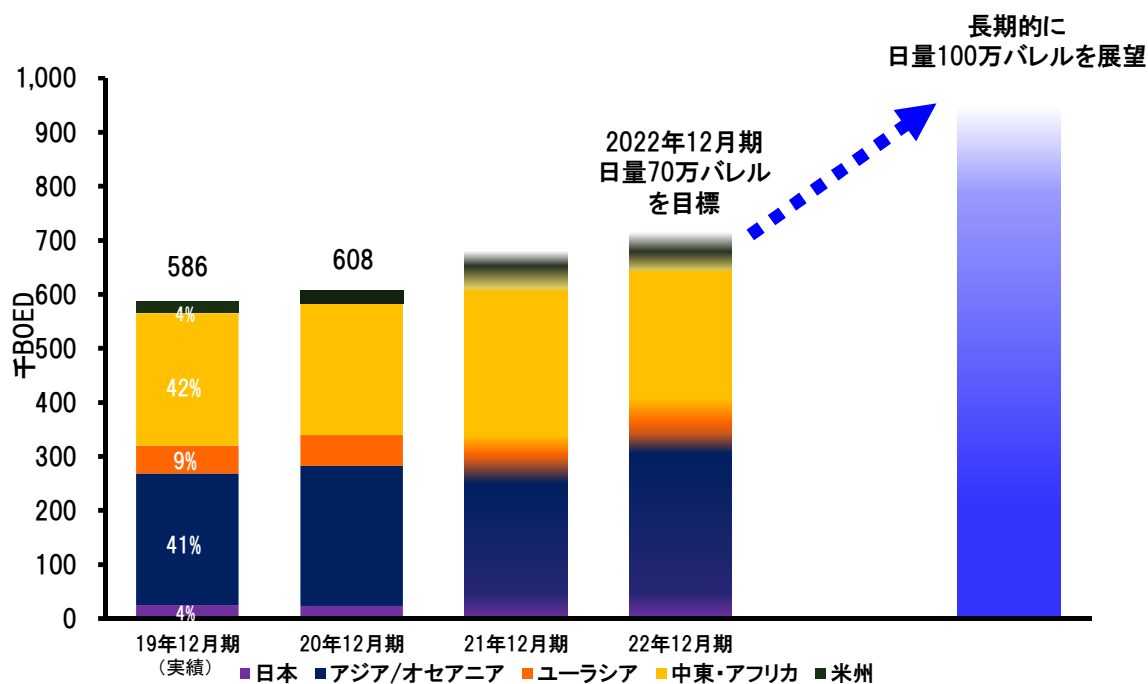
天然ガス



原油・天然ガス比率



* 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。

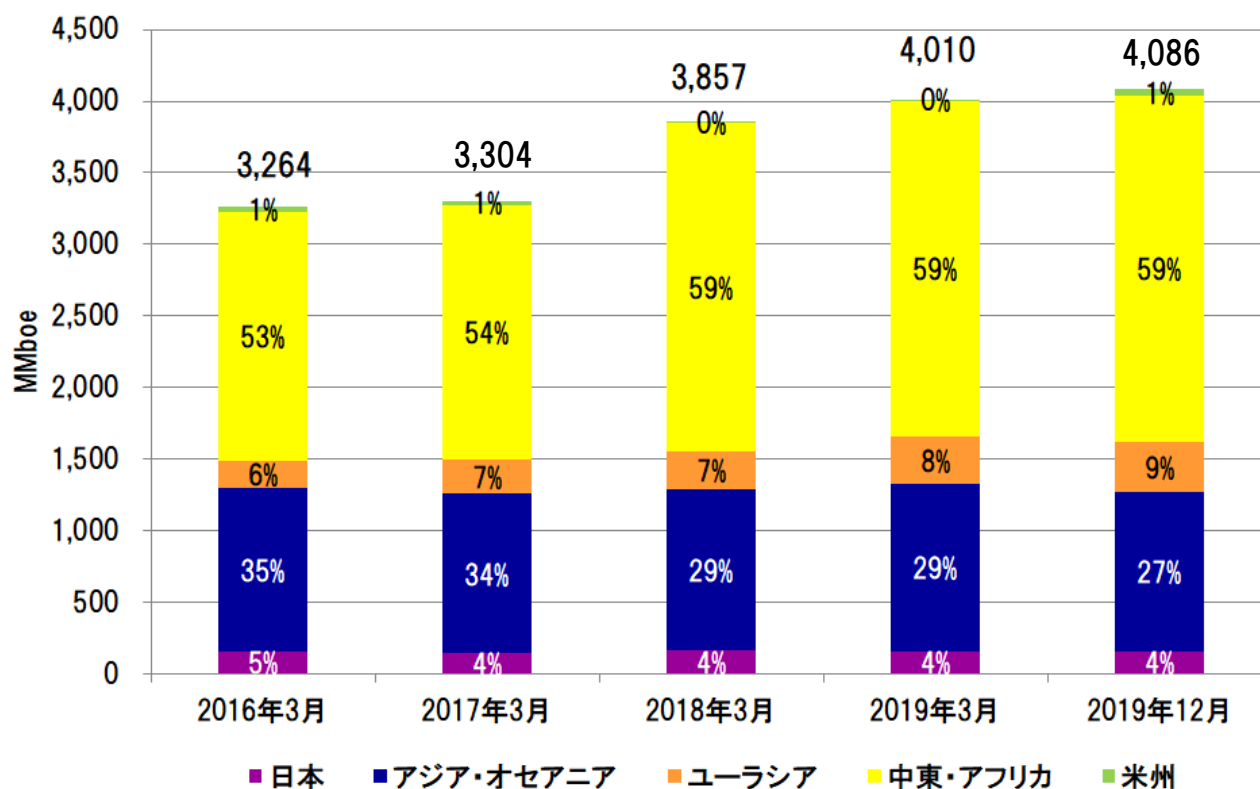


注) ネット生産量予測におけるブレント油価前提については、中期経営計画と同様に50~70\$/bblのレンジで推移すると想定しております。

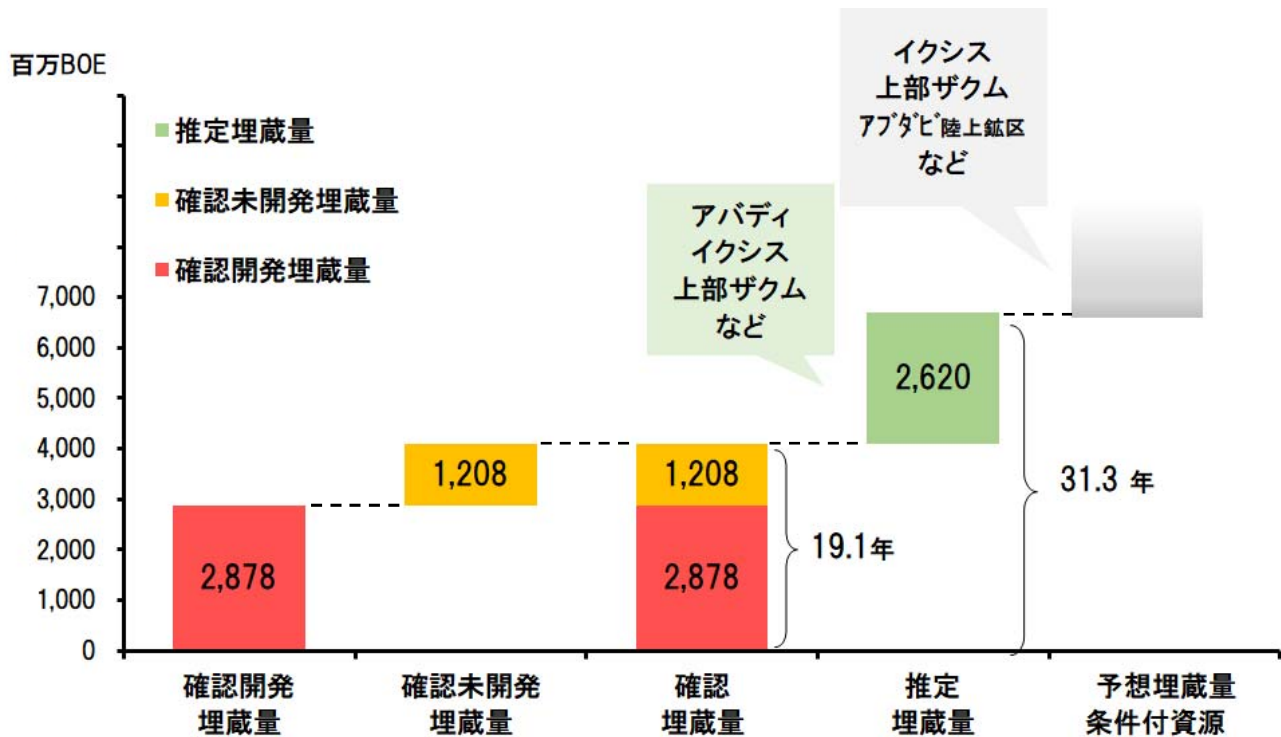
* 当社グループが締結している生産分与契約にかかる当社グループの原油及び天然ガスの生産量は、正味経済的取分に相当する数値を示しています。

** ネット生産量は、原油・天然ガス価格、プロジェクトの状況により変動します。

地域別確認埋蔵量*



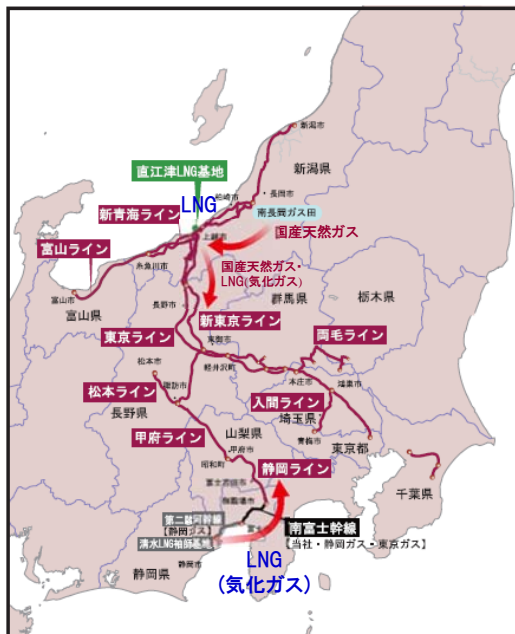
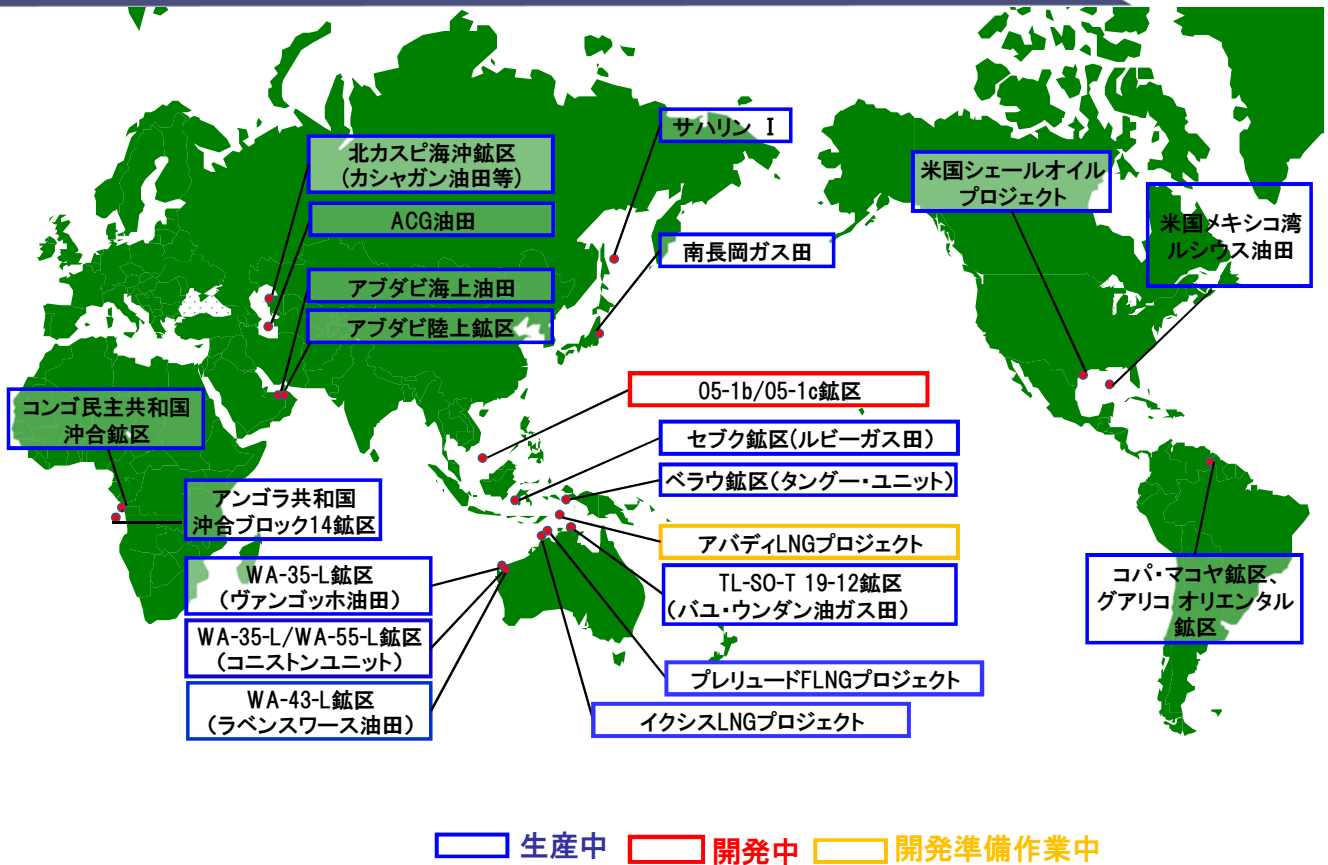
* 確認埋蔵量の定義は、53ページに記載しております。



* 確認埋蔵量及び推定埋蔵量の定義は、53、54ページに記載しております。
 ** 可採年数=2019年12月末「確認埋蔵量」、「推定埋蔵量」/2019年12月期生産量実績
 *** 予想埋蔵量及び条件付資源量は当社による推定値です。予想埋蔵量はPRMSの基準に則り評価しています。条件付資源量は、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





- 生産量*

- ・天然ガス：約3.1百万m³/日 (114百万立方フィート/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

- ・2019年3月期販売量：21.7億m³**
- ・2019年12月期(9ヶ月決算)販売量：15.1億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

- グローバルガスバリューチェーンの構築

- ・2013年12月、直江津LNG基地の商業運転開始
- ・2016年6月、富山ライン完成
- ・2018年10月、直江津LNG基地にイクシスLNGプロジェクトの第1船が入船

* 国内油田・ガス田の合計(2019年10月～2019年12月平均日産量)

** 1m³当たり41.8605MJ換算



- 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85百万立方フィート
- PS契約: 2027年9月21日まで
- 2010年9月、権益を取得
- 2011年6月、開発移行決定
- 2013年10月、生産開始
- 海上生産施設よりマハカム鉱区既存陸上施設へ
海底パイプラインにより繋ぎ込んだ後、生産ガスの
の大部分をインドネシア国内肥料工場向けに供給

* 全鉱区ベース、2019年12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

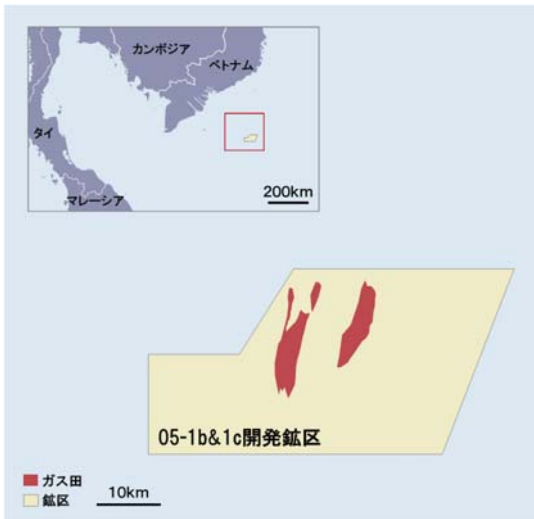
ベラウ鉱区(タンゲーLNGプロジェクト) MI Berau B.V./MIベラウジャパン



- 権益比率(タンゲーユニット): 当社ネット
7.79%
 - ・MI Berau B.V. 16.3%
 - ・ケージーベラウ石油開発 8.56%
 - MI Berau B.V.は三菱商事とのJV(当社44%)
 - MIベラウジャパン(三菱商事とのJV、当社44%)がケージーベラウ
石油開発に約16.5%出資
 - (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1,092百万立方フィート
- PS契約: 2035年12月31日まで
- LNG生産量: 年間760万トン
- 2009年7月、LNG販売開始
- 2016年7月、拡張プロジェクト(年間380万トンの生産能力を有する第三液化系列を増設)の最終投資決定、現在建設作業中

* 全鉱区ベース、2019年12月平均日産量

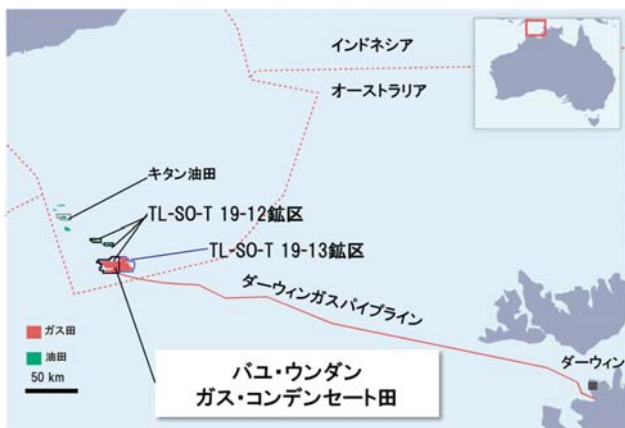
**井戸元の生産量ではなく買主への販売に対応した数量



- 権益比率:
出光ベトナムガス開発(オペレーター)43.08%
当社36.92%
ペトロベトナム20%
- 開発中

- 当社権益比率: 36.92%
- (オペレーター: 出光ベトナムガス開発)
- PS契約: 2034年11月17日まで
- 2011年2月: 試掘井掘削の成功
- 2013年6月: ガス・コンデンセート層を発見
- 2014年8月: ガス・コンデンセート層を発見
- 2018年2月: 最終投資決定
- 2020年後半の生産開始を目指し開発作業中

バユ・ウンダン ガス・コンデンセート田(TL-SO-T 19-12鉱区) サウル石油

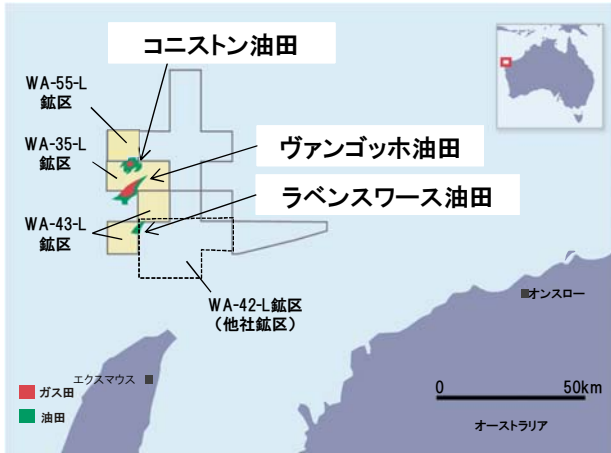


一部暫定領海線を含む

- 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1.3万バレル
- ・ LPG: 日量約0.8万バレル
- ・ 天然ガス**: 日量約491百万立方フィート
- PS契約: 2022年2月6日まで
- 2004年2月、コンデンセート/LPG販売開始
- 2005年8月、東京電力(現JERA)/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
- 2018年3月、東チモール・豪州両政府は、チモール海の領海線に関する新条約に調印。両国間の海上国境の画定を受け、2019年8月に、バユ・ウンダン・ガス・コンデンセート田について、旧PSCを終結し、東チモール政府と新たなPSCを締結。(旧PSCと同等条件での事業継続決定済)

* 全鉱区ベース、2019年12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



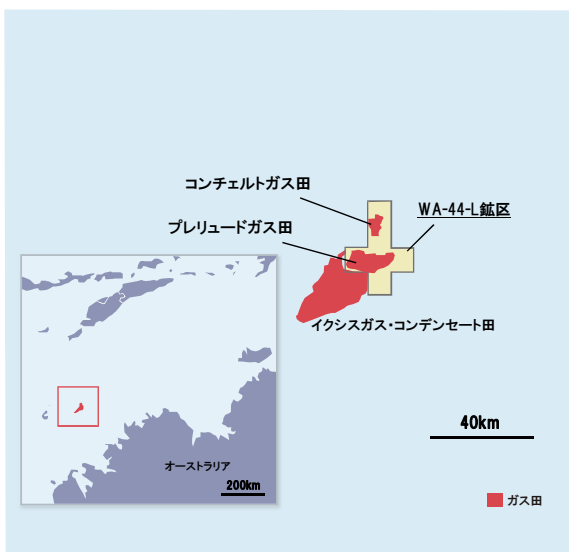
ヴァンゴッホ油田(WA-35-L)/コニストン油田(WA-35-LおよびWA-55-L鉱区)

- 当社権益比率: 47.499%
(オペレーター: Santos)
- 利権契約: 生産終了まで
- 生産量*: 原油: 日量約1.1万バレル
- 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
- 2016年7月、コニストン油田ノバラ構造にて原油生産開始
- 2019年1月、ヴァンゴッホ油田 追加開発井からの原油生産開始

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: BHP)
- 生産量*: 原油: 日量約3千バレル
- 利権契約: 生産終了まで
- 2010年8月、生産開始

* 全鉱区ベース、2019年12月平均日産量



- 権益比率: 17.5%(オペレーター: Shell)
- 利権契約: 生産終了まで
- 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(ピーク時)
 - ・コンデンセート 年間130万トン(ピーク時)
- 2011年5月に最終投資決定
- 2018年12月、生産井からのガス生産を開始
- 2019年3月、コンデンセート出荷開始
- 2019年6月、LNG出荷開始
- 2019年7月、LPG出荷開始
- 当社権益相当分年間約63万トンのLNGの売買について、JERA(年間約56万トン)、静岡ガス(年間約7万トン)それぞれと合意



FLNG船

■ 当社権益比率:66.245%(オペレーター)

■ 生産量*

- 上流ガス**: 日量約1,472百万立方フィート
- 上流コンデンセート: 日量約5.9万バレル

* 2019年10~12月平均日量

**井戸元の生産量ではなく下流事業体への販売に対応した数量
(LNG・LPG・プラントコンデンセートの原料として上流から陸上プラントに送られるガス量)

■ 出荷カーゴ数 (生産開始から2019年12月末までの実績)

- LNG:115
- LPG:29
- 上流コンデンセート:33
- プラントコンデンセート:20

■ 生産計画

- プロジェクトライフ:約40年
- LNG:年間約890万トン(生産能力)
- LPG 年間約165万トン(生産能力)
- コンデンセート 日量約10万バレル(ピーク時)

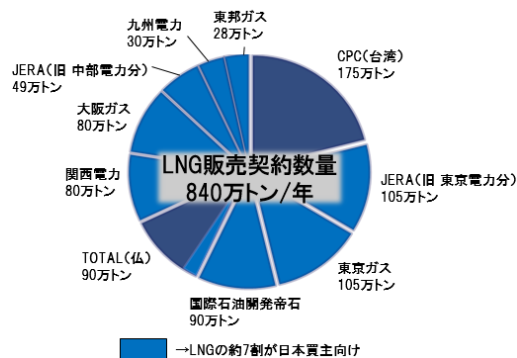
■ 確認埋蔵量

- 約10.11億 BOE(当社権益比率66.245%ベース)

■ 複数の周辺鉱区保有、今後のポテンシャル期待

■ マーケティング

- LNG: 年産840万トン分売買取締結済
- LPG: 当社権益全量等の売買取締結済



■ 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

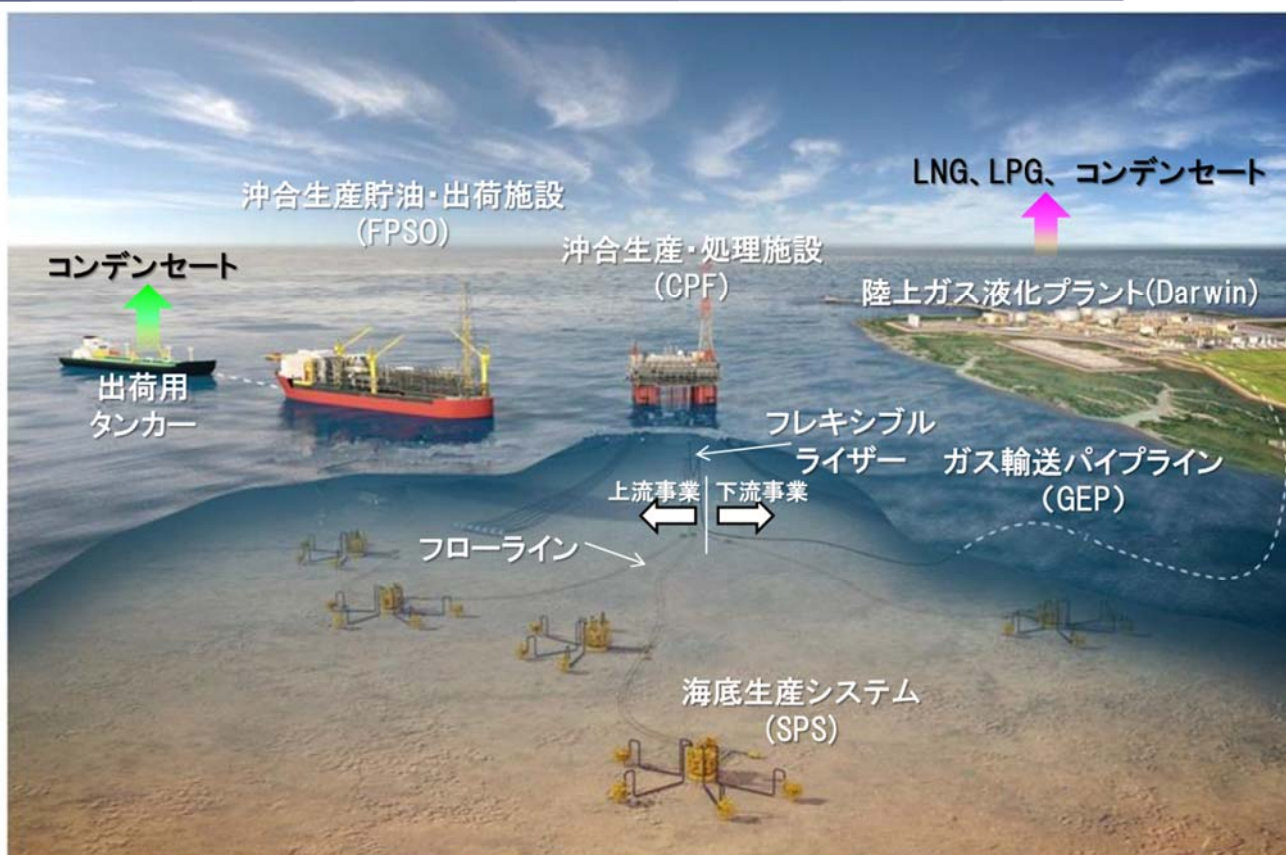
■ 開発作業時の主要EPC契約

➢ 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)

➢ 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)

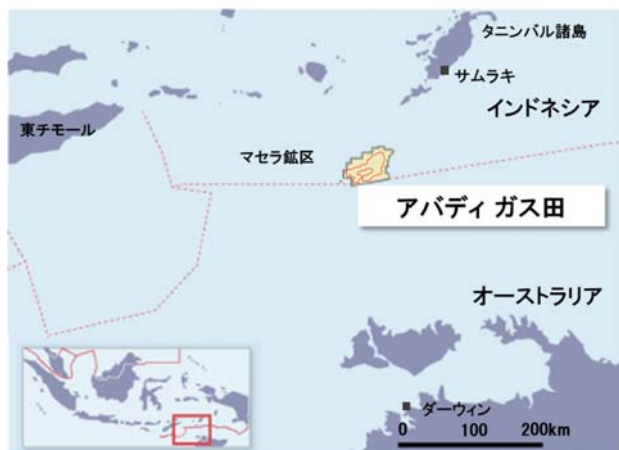


■ 最終投資決定(FID)以降の軌跡

主なマイルストーン	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
FID	●						
(沖合施設・生産井関連)							
・ CPF/FPSOの起工式		●					
・ CPF/FPSOの本格的な組み立て作業開始			●				
・ FPSOの進水			●				
・ ガス輸送パイプラインの敷設完了				●			
・ 生産井の掘削開始				●			
・ 海底フローラインの敷設完了					●		
・ CPF/FPSOの出航・イクシスフィールド到着・係留・接続完了						●	
・ CPF/FPSO等の試運転開始						●	
・ CPF/FPSO/海底生産システムの生産開始に必要な試運転完了							●
(陸上施設関連)							
・ 陸上ガス液化プラントの起工式	●						
・ 陸上ガス液化プラントのモジュール、棧橋、タンク等の建造開始		●					
・ ダーウィン湾内の浚渫作業完了			●				
・ 製品出荷棧橋の完成					●		
・ 全モジュールの完成・搬入完了					●		
・ 全製品タンクの水張試験完了						●	
・ 発電施設稼働開始						●	
・ 陸上ガス液化プラント第1トレインの生産開始に必要な試運転完了							●
(プロジェクト全般)							
・ 生産ライセンスの取得、プロジェクト・ファイナンス契約調印	●						
・ 建造施設への損害保険手配の完了		●					
・ LNG輸送に係るLNG船の新規造船・保有及び定期備船契約の締結		●					
・ プロジェクト進捗50%の達成			●				
・ LNG生産能力の増大(年産約840万トン⇒約890万トン)				●			
・ アストモスエネルギー㈱とのLPG販売に関する基本合意						●	
・ 直江津LNG基地向けLNG船・台湾CPC向けLNG船の命名式						●	
生産井からのガス生産開始							●
コンデンサート出荷開始、LNG出荷開始							●



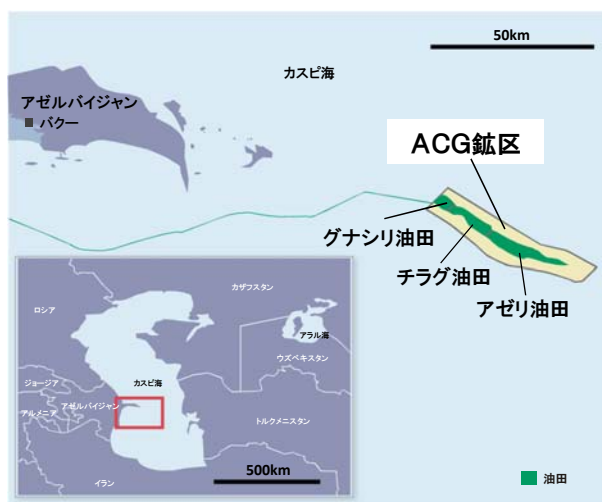




一部暫定領海線を含む

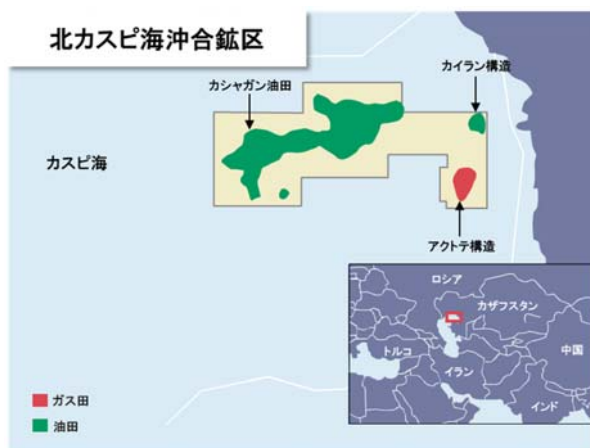
■ 権益比率: 当社(オペレーター)65%、Shell35%
 ■ 開発準備中

- 生産分与契約(PSC): 2055年11月15日まで (2019年10月延長契約等を締結)
- 生産規模:
 - ①天然ガス総生産量(LNG 換算)年産1,050 万トン
 - LNG年産950万トン規模
 - 鉱区周辺地域の現地需要向けにパイプラインガス供給を予定
 - ②コンデンセート日量最大約 3.5 万バレル規模
- 2018年3月から10月に年産950万トン規模を想定する陸上LNGの概念設計(Pre-FEED)作業を実施
- 2019年6月、陸上LNGによる開発を前提とした改定開発計画をインドネシア政府当局へ提出、7月に承認を取得
- 早期の基本設計(FEED)作業開始を目指し、準備を継続。FEED 作業は、1年~2年の期間を要する見込み
- 2020年代後半の生産開始を目指す
- 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



- 当社権益比率：9.3072%*
(オペレーター:BP)
- 生産量：平均日量53.5万バレル**
- PS契約：2049年まで***
- チラグ油田：1997年生産開始
- アゼリ油田中央部：2005年2月生産開始
- アゼリ油田西部：2005年12月生産開始
- アゼリ油田東部：2006年10月生産開始
- グナシリ油田深海部：2008年4月生産開始
- チラグ油田西部：2014年1月生産開始
- アゼリ油田中東部:2019年4月新規生産プラットフォーム建設決定

* PS契約延長に伴い、当社権益比率は9.3072%へ変更。
 延長PS契約は2018年1月1日発効。
 ** 全鉱区ベース、2019年1月~12月現在の平均日産量。
 *** 2017年に、PS契約の2049年末までの延長が合意された。

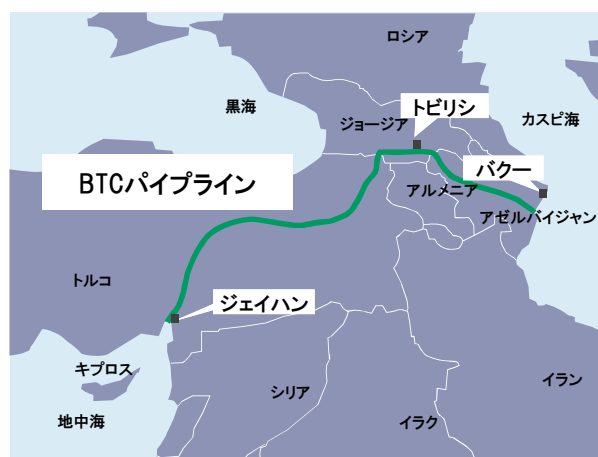


- 当社権益比率: 7.56%(オペレーター: NCOC(North Caspian Operating Company))
- PS契約: カシャガン油田 - 2021年末まで*
- 原油生産量**: 日量約34.2万バレル
- 生産日量37万バレル達成済。生産日量45万バレルを目指し作業中
- 2016年10月より原油出荷を開始
- アクトテ/カイランの2構造の評価期間を5年間延長して開発シナリオ検討を継続することについて、カザフスタン政府と合意。

*現行のPSA条件にて10年×2回の延長(2041年まで)が可能

**全鉱区ベース、2019年12月平均日産量

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



- 当社権益比率: 2.5%(オペレーター:BP)
- 通油量: 日量約63万バレル*
- 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
- 2018年7月17日、累計30億バレル出荷を達成

* 2019年4月-11月平均通油量

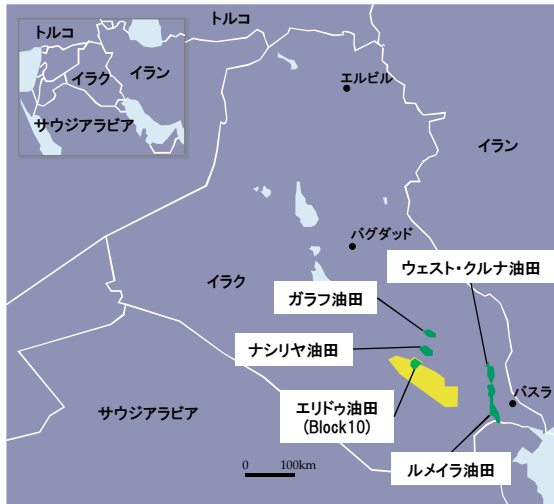


- サハリン石油ガス開発(SODECO):当社保有株式約6.08%
- SODECOのサハリン-1における権益比率: 30.0%
- オペレーター: Exxon Neftegas Limited
- 2005年10月、チャイウォより生産開始、2006年10月原油輸出開始
- 2010年9月、オドプトより生産開始
- 2015年1月、アルクトン・ダギより生産開始
- 天然ガスをロシア国内に供給中



- 日本南サハ石油(JASSOC):当社保有株式約24.998%
- JASSOCの東シベリアINKプロジェクト(INK ZAPAD社への出資)における株式保有: 49.0%
- 生産量*:原油日量約5.8万バレル
- オペレーター: INK ZAPAD社
- ライセンス契約: 25年間(2031年まで)
- 2014年11月、イチョディンスコエ油田より生産開始

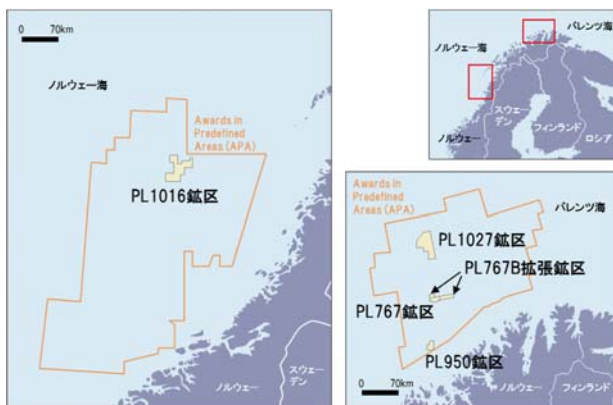
* 全鉱区ベース、2019年12月平均日産量



イラクBlock10ロケーション

- 当社権益比率:40%
(オペレーター:ルクオイル)
- 鉱区取得:2012年12月
(イラク共和国第4次公開入札)
- EDPSC*: 探鉱期間 - 9年間**
(2021年12月2日まで)
開發生産期間 - 20年間***
- 2017年2月、試掘第1号井において油層を発見。その後、評価井を掘削し、油層の広がりを確認している。
- 油層が鉱区外へ伸長していると予測されたため、鉱区エリアの拡張申請を提出し、2017年11月に承認された。
- 商業開発の可能性を検討するため、探鉱および評価作業を実施中。

- * 探鉱、開発、生産サービス契約
- ** 更なる探鉱・評価作業を実施するため、EDPSCに基づき、探鉱期間を4年間延長。
- ***開発・生産期間は5年間の延長が可能。



ノルウェー海北部PL 1016鉱区

- 当社権益比率:40% (オペレーター:OMV Norge AS)
- 鉱区取得:2019年3月1日
- コンセッション契約:探鉱・評価期間7年間(2026年まで)
開發生産期間25年間
- 2018年8月:2018APAラウンドにおいて単独入札し、2018年1月に落札

バレンツ海西部PL 1027鉱区

- 当社権益比率:20% (オペレーター:Lundin Norway AS)
- 鉱区取得:2019年3月1日
- コンセッション契約:探鉱・評価期間8年間(2027年まで)
開發生産期間25年間
- 2018年8月:2018APAラウンドにおいて単独入札し、2018年1月に落札
- 2020年:試掘井7221/4-1掘削予定

バレンツ海西部PL 767鉱区

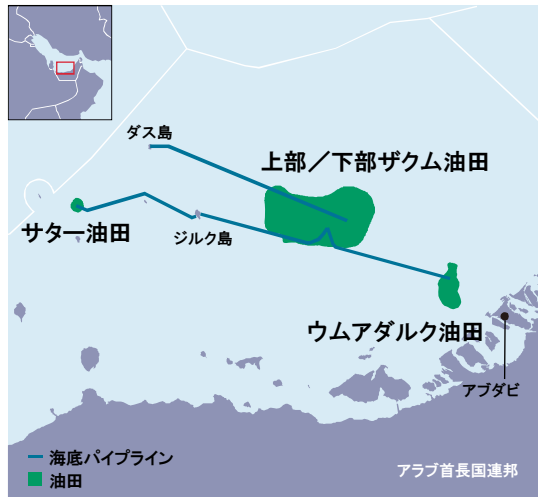
- 当社権益比率:40% (オペレーター:Lundin Norway AS)
- 鉱区取得:2017年1月1日 (Bayerngas Norge AS社から取得)
- コンセッション契約:探鉱・評価期間8年間 (2023年まで1年延長済み)
開發生産期間25年間
- 2018年12月-2019年2月: 試掘井7121/1-2 S掘削

バレンツ海西部PL 767B鉱区 (PL 767鉱区拡張部)

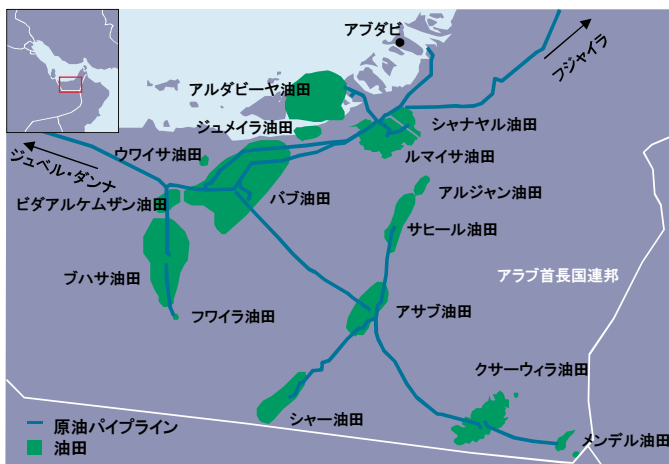
- 当社権益比率:40% (オペレーター:Lundin Norway AS)
- 鉱区取得:2019年3月1日
- コンセッション契約:探鉱・評価期間4年間(2023年まで)
開發生産期間25年間
- 2018年8月:2018APAラウンドにおいてLundin Norway AS社と共に共同入札し、2019年1月に落札

バレンツ海西部PL 950鉱区

- 当社権益比率:30% (オペレーター:Lundin Norway AS)
- 鉱区取得:2018年3月2日
- コンセッション契約:探鉱・評価期間7年間(2025年まで)
開發生産期間25年間
- 2017年8月:2017APAラウンドにおいてLundin Norway AS社と共に共同入札し、2018年1月に落札

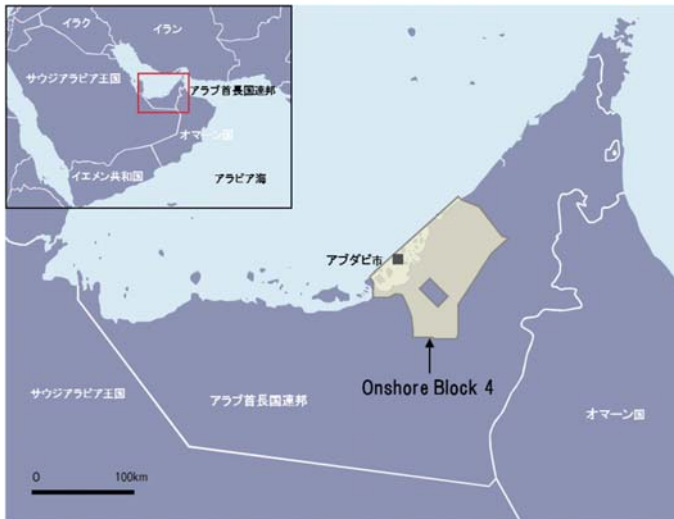


- 上部ザクム油田(JODCO)
 - 当社権益比率:12%(オペレーター: ADNOC Offshore)
 - 利権契約:2051年まで
- 下部ザクム油田 (JODCO Lower Zakum Limited)
 - 当社権益比率:10%(オペレーター: ADNOC Offshore)
 - 利権契約:2058年まで
- サター油田・ウムアダルク油田(JODCO)
 - 当社権益比率:40%(オペレーター: ADNOC Offshore)
 - 利権契約:2043年まで



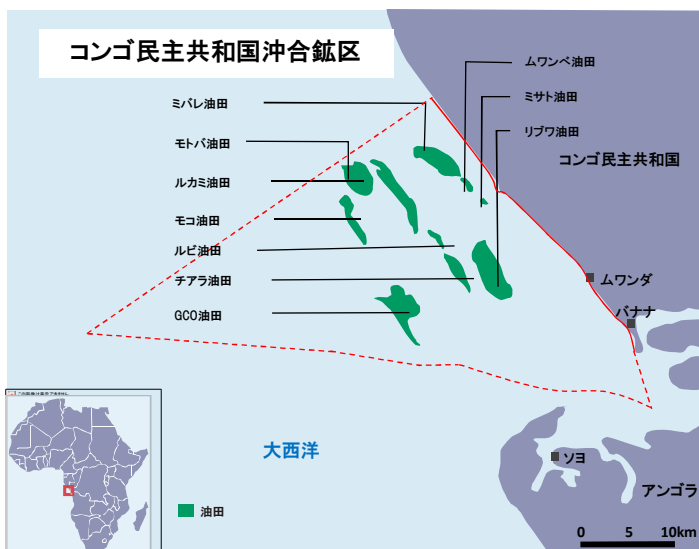
- 当社権益比率:5%
 (オペレーター:ADNOC Onshore*)
- 利権契約:2054年まで

*権益保有者が株主である操業会社。JODCO Onshore Limitedから5%を出資。



- 当社権益比率:100%
(オペレーター:JODCO Exploration Limited)

- 鉱区面積約6,116平方キロメートル



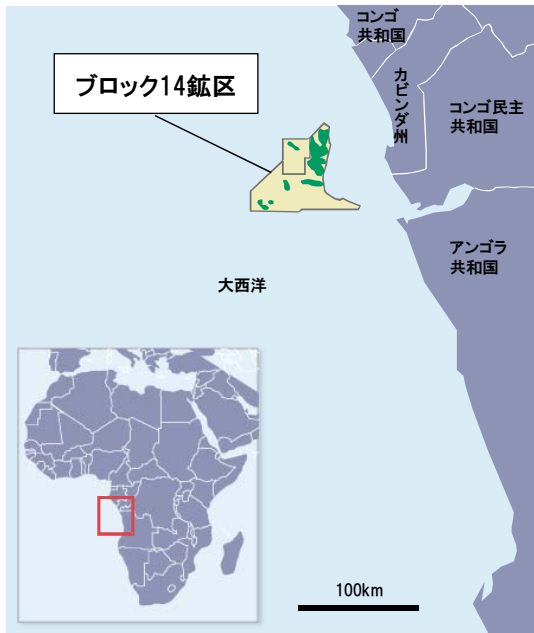
- 当社権益比率:32.28%
(オペレーター:ペレンコ)

- コンセッション契約(1969-2043年)

- 生産開始:1975年

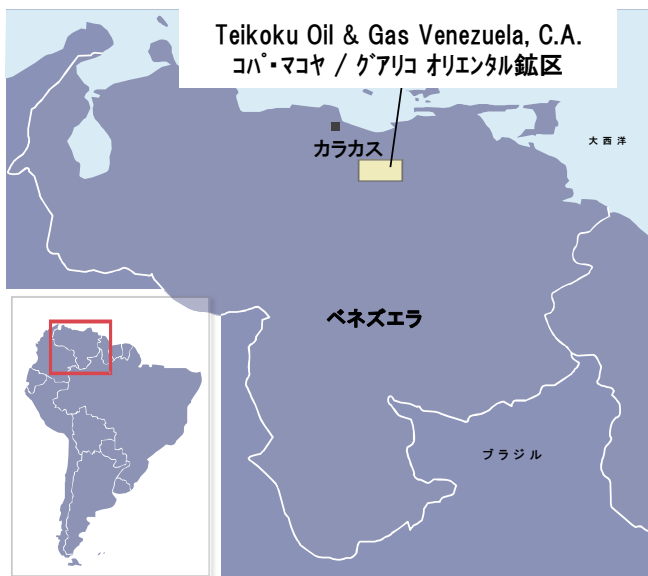
- 生産量*: 日量約1.5万バレル

* 全鉱区ベース、2019年12月平均日産量



- 当社権益比率:9.998%(オペレーター: Chevron)
- 生産量*: 日量約5.8万バレル
- PS契約:
 - Kuito DA: 2023年まで
 - BBLT DA: 2027年まで
 - TL DA: 2028年まで
 - Lianzi: 2031年まで

* 全鉱区ベース、2019年12月平均日産量



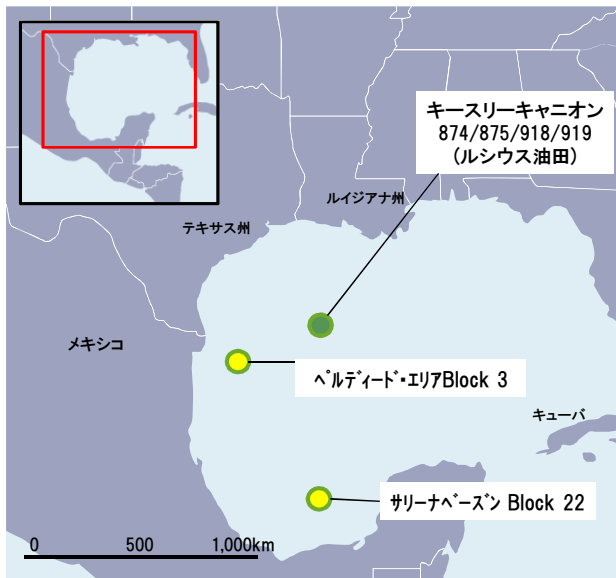
- コパ・マコヤ (ガス事業)/
グアリコ オリエンタル鉱区(原油事業)
- ジョイントベンチャー出資比率
 - ・ガス事業:70%、原油事業:30%
- ジョイントベンチャー契約
 - ・2006-2026年
- 生産量*
 - ・原油: 日量約0.34千バレル
 - ・天然ガス**: 日量約44百万立方フィート

* 全鉱区ベース、2019年12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

メキシコ湾周辺 プロジェクト

INPEX Americas, Inc. / INPEX E&P Mexico, S.A. de C.V.ほか



ルシウス油田

(INPEX Americas, Inc.)

- リース契約
- 当社権益比率:7.75309% (オペレーター: Occidental)
- 2015年1月 原油及び天然ガスの生産開始
- 2017年9月に、ルシウス油田とルシウス油田の南側に位置するハドリアンノース油田のプロジェクトパートナーはユニタイゼーションに係る改定UPA (Unit Participating Agreement)を締結
- 2019年4月ハドリアンノース油田より生産開始
- 2019年6月 バックスキン油田からのルシウス油田の生産設備へのタインを開始
- 生産量*
 - 原油: 日量約3.3万バレル
 - 天然ガス**: 日量37百万立方フィート

メキシコ領メキシコ湾北部海域 Block3鉱区

(INPEX E&P Mexico PB-03, S.A. de C.V.)

- ライセンス契約
- 当社権益比率: 33.3333% (オペレーター: Chevron)

メキシコ領メキシコ湾南部海域 Block22鉱区

(INPEX E&P Mexico, S.A. de C.V.)

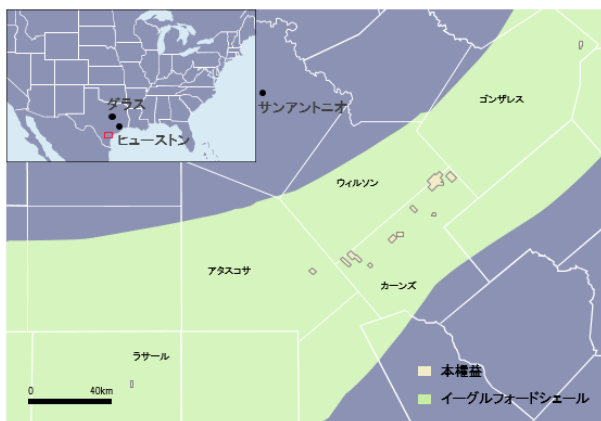
- ライセンス契約
- 当社権益比率: 35% (オペレーター: Chevron)

*全鉱区ベース、2019年12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

米国 シェールオイルプロジェクト

INPEX Eagle Ford, LLC



掘削作業現場

- 権益比率:当社(オペレーター)100%*
- リース契約
- リース権: 約9,808ネットエーカー
(約40平方キロメートル)
- 生産量** :
 - 原油: 日量約0.5万バレル
 - 天然ガス: 日量約5百万立方フィート
- 2019年3月: GulfTex Energy社が米国テキサス州イーグルフォードシェールにおいて保有・操業するシェールオイル生産・開発権益を取得することに同社と合意。

* 一部を除き、当社がオペレーター

**井戸元の生産量ではなく、当社ネット生産量(2019年12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					
・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
・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(アパディLNG)**	インドネシア	PS	51.9%	開発準備作業中
・帝石コンソン石油	05-1b / 05-1c鉱区	ベトナム	PS	100%	開発中
・サウル石油	バユ・ウンダン	東チモール民主共和国	PS	100%	生産中
・INPEX Browse E&P Pty Ltd	WA-285-P**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及びWA-51-L(イクシス)**	オーストラリア	コンセッション	100%	生産中
・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	-	66.245%	生産中
・INPEX Oil & Gas Australia Pty Ltd	プレリュードFLNGプロジェクト	オーストラリア	コンセッション	100%	生産中
・アルファ石油	ヴァンゴッホ油田/コンiston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：* 2019年12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*

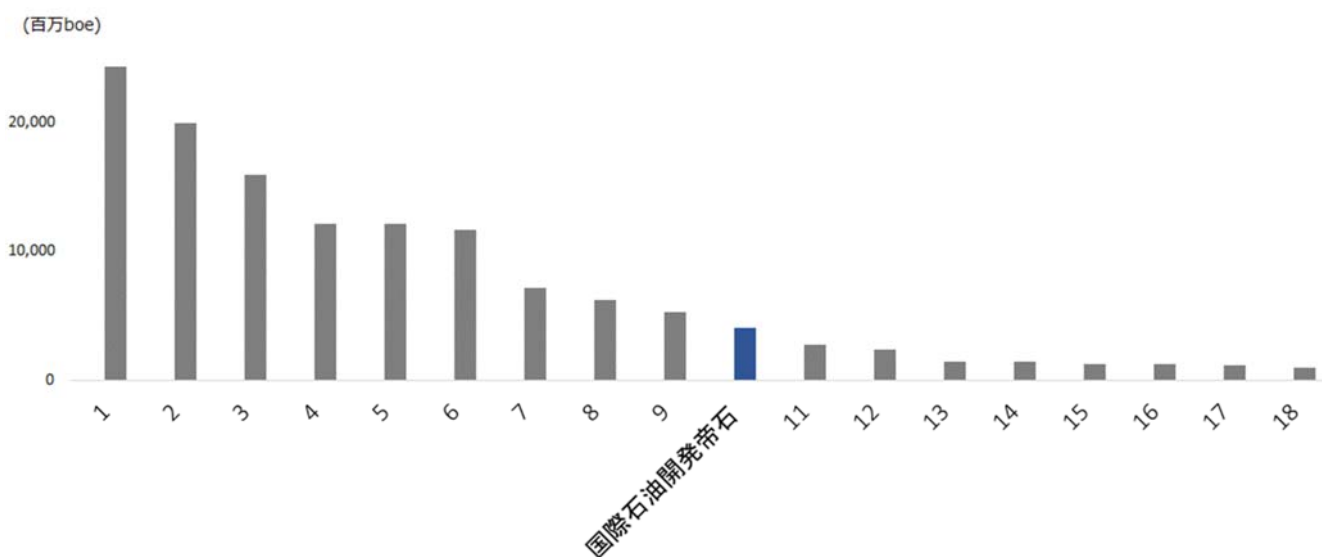
会社名	鉱区名又はプロジェクト名	国名	石油契約	出資比率	ステージ
ユーラシア					
・インベックス南西カスピ海石油	ACG油田	アゼルバイジャン	PS	51%	生産中
・インベックス北カスピ海石油	カシャガン油田	カザフスタン	PS	51%	生産中
中東/アフリカ					
・ジャパン石油開発	上部ザクム油田等	アラブ首長国連邦	コンセッション	100%	生産中
・JODCO Lower Zakum Limited	下部ザクム油田	アラブ首長国連邦	コンセッション	100%	生産中
・JODCO Onshore Limited	陸上鉱区	アラブ首長国連邦	コンセッション	51%	生産中
・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					
・Teikoku Oil & Gas Venezuela	コパマコヤ**/グアリノオリエンタル	ベネズエラ	コンセッション	100%	生産中
・INPEX Americas, Inc.	ルシウス油田	米国	コンセッション	100%	生産中
・INPEX Eagle Ford, LLC	イーグルフォードシェールオイル**	米国	コンセッション	100%***	生産中

注：* 2019年12月末時点
** オペレータープロジェクト
*** 一部を除き、当社がオペレーター

その他



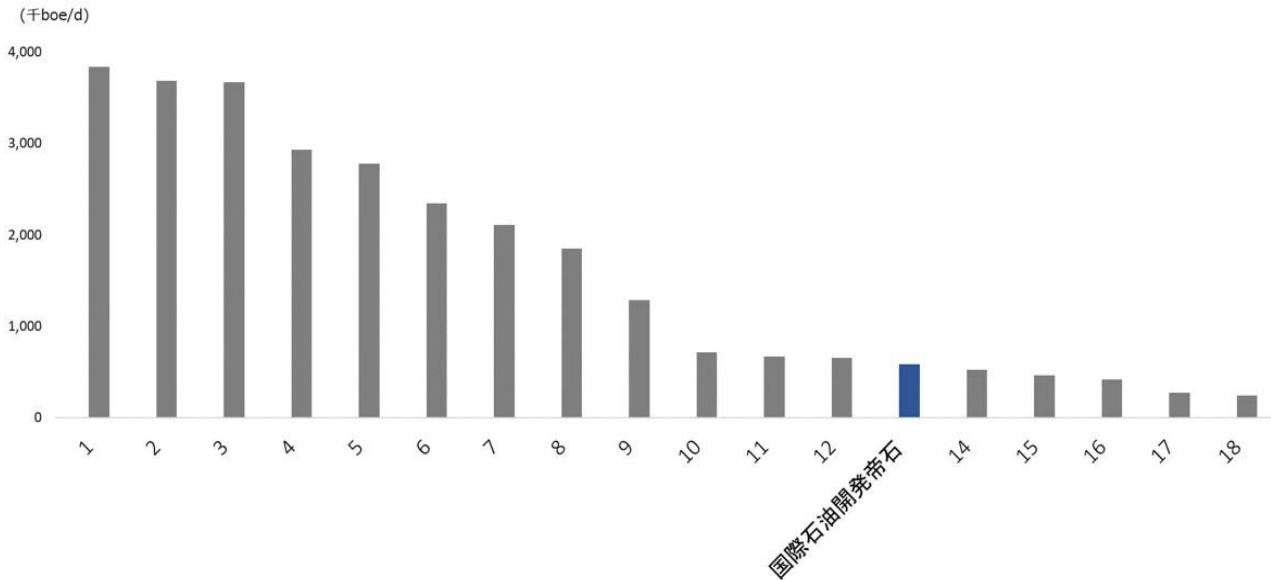
メジャー・主要な独立系石油ガス会社との確認埋蔵量の比較



出所 下記各社の公表情報（アルファベット順）

Anadarko, Apache, BHP, BP, Chevron, ConocoPhillips, Eni, Equinor, ExxonMobil, Hess, Lukoil, Marathon Oil, Occidental Petroleum, Repsol, Shell, Total, Woodside

注 BHPは2018年6月末時点、他各社は2018年12月末時点であるが、当社は米国証券取引委員会(SEC) 規則に従った2019年12月末時点での値(暫定値)。埋蔵量は、持分法適用関連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。非在来型資源を含む。

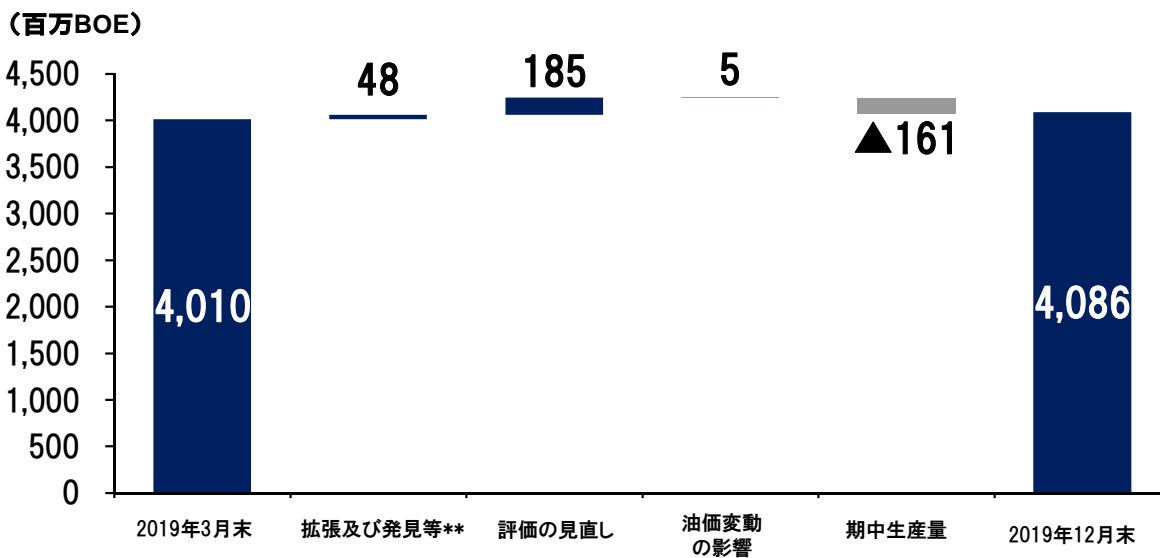


出所 下記各社の公表情報（アルファベット順）

Anadarko, Apache, BHP, BP, Chevron, ConocoPhillips, Eni, Equinor, ExxonMobil, Hess, Lukoil, Marathon Oil, Occidental Petroleum, Repsol, Shell, Total, Woodside

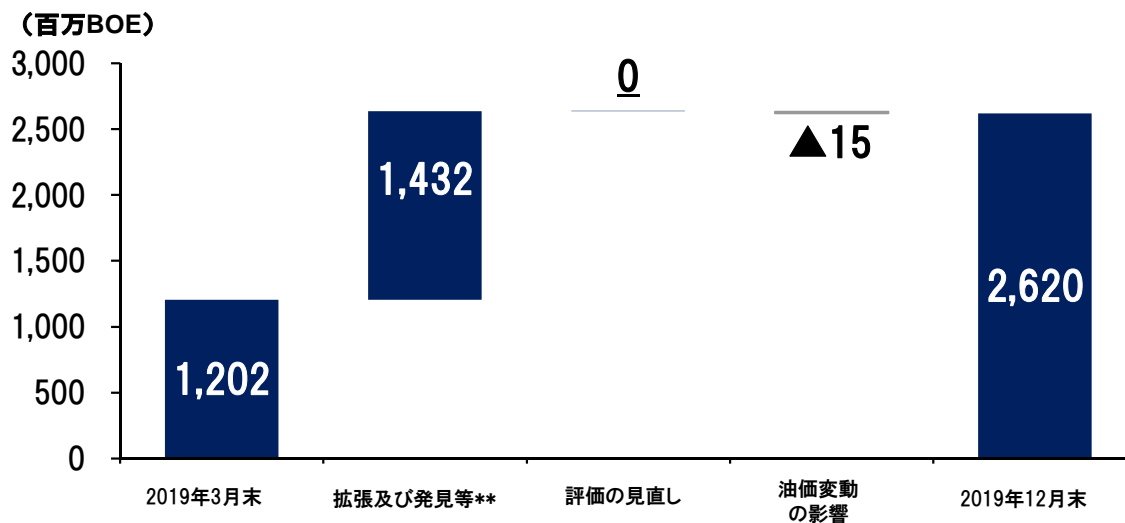
注 BHPは2018年6月期、他各社は2018年12月期であるが、当社は米国証券取引委員会(SEC) 規則に従った2019年12月期の数値。非在来型資源を含む。持分法適用関連会社の持分を含む。

確認埋蔵量*の推移の要因分析



* 確認埋蔵量の定義は、53ページに記載しております。

** 買収及び売却等を含む。



* 推定埋蔵量の定義は、54ページに記載しております。
 ** 買収及び売却等を含む。

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
- 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)の定義は、石油技術者協会(SPE)などが策定した基準であるPetroleum Resources Management System(PRMS)に従い、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
- ※推定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

ビジョン2040 エネルギーの未来に応える
Delivering tomorrow's energy solutions

※2018年5月11日発表

3つの事業目標



①石油・天然ガス
上流事業の持続的成長

国際大手石油会社
トップ10へ

- ✓ 量的(Volume)、質的(Value)な成長
- ✓ Volume: 生産量日量100万バレルを展望、埋蔵量を持続的に拡大
- ✓ Value: 純利益・営業CFを大幅に拡大、資本の効率性を向上



②グローバルガス
バリューチェーンの構築

アジア・オセアニアにおける
ガス開発・供給の
主要プレイヤーへ

- ✓ アジア等の成長市場における需要開拓
- ✓ 国内ガス供給量30億m³超に拡大
- ✓ 上流ガス権益の価値最大化
- ✓ 需給調整・トレーディング機能の維持・強化



③再生可能エネルギーの
取り組みの強化

ポートフォリオの
1割へ

- ✓ 気候変動への積極的対応
- ✓ シナジーのある地熱開発に加え、風力発電事業等への参入拡大
- ✓ 温室効果ガス削減に関する技術研究・開発の継続

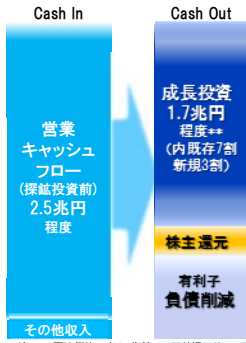
基盤整備 CSR経営の実践、特に気候変動対応の推進+INPEXの強みを活用

事業活動の低炭素化、ESGの取り組み強化、持続可能な開発目標(SDGs)の実現に貢献
プロジェクトが生み出すキャッシュを株主還元・成長投資に配分

持続的な企業価値の向上



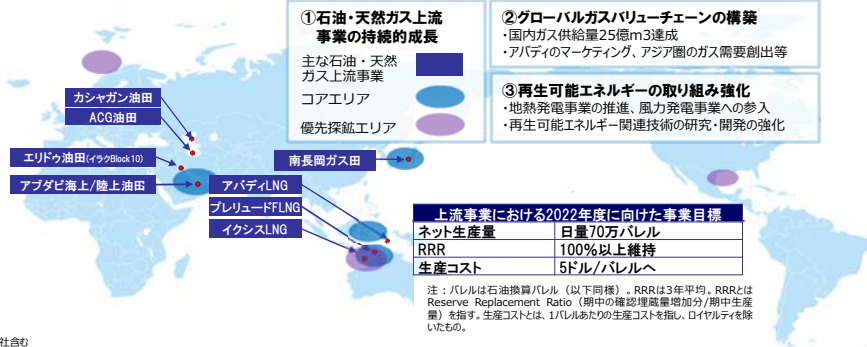
5年間の資金配分*



注: *原油価格60ドル、為替110円前提。イクス下流会社含む
**1「事業の主な取り組み」の①～③に係る全ての支出



事業の主な取り組み



①石油・天然ガス上流事業の持続的成長

主な石油・天然ガス上流事業
コアエリア
優先探鉱エリア

②グローバルガスバリューチェーンの構築

・国内ガス供給量25億m3達成
・アバディのマーケティング、アジア圏のガス需要創出等

③再生可能エネルギーの取り組み強化

・地熱発電事業の推進、風力発電事業への参入
・再生可能エネルギー関連技術の研究・開発の強化

上流事業における2022年度に向けた事業目標

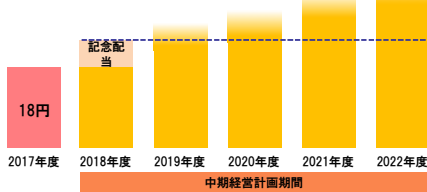
ネット生産量	日量70万バレル
RRR	100%以上維持
生産コスト	5ドル/バレルへ

注: バレルは石油換算バレル (以下同様)。RRRは3年平均。RRRとは Reserve Replacement Ratio (期中の確認埋蔵量増加分/期中生産量) を指す。生産コストとは、1バレルあたりの生産コストを指し、ロイヤリティを除いたもの。



株主還元の強化

- ✓ 2018年度:イクスLNGプロジェクトの生産及び出荷後、記念配当実施の方針
- ✓ 中計期間中、以下の還元方針
 - 1株18円 + 上記記念配当の合計額を下回らないよう安定的に配当
 - 業績の成長に応じて段階的に一株当たり配当金を引き上げ
 - 配当性向30%以上



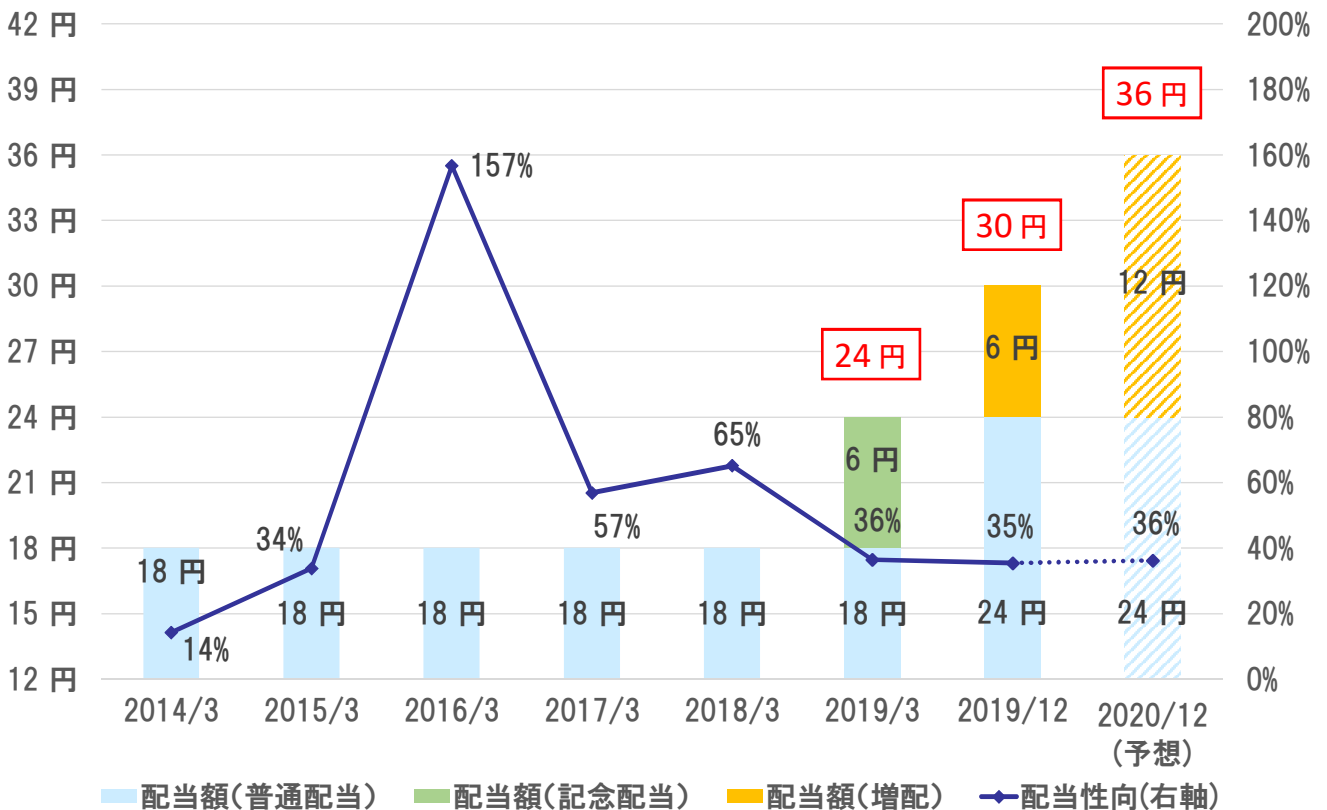
経営目標

	2022年度	2017年度実績
原油価格・為替前提	60ドル・110円	57.85ドル・110.86円
売上高	1兆3,000億円程度	9,337億円
親会社株主に帰属する当期純利益	1,500億円程度	403億円
営業キャッシュフロー	4,500億円程度	2,785億円
株主資本利益率(ROE)	5%以上	1.4%

- ✓ 財務健全性を維持(自己資本比率50%以上を目安)
- ✓ 油価50ドル/バレル継続時も安定した事業運営が可能な体制を維持

注: 原油価格はブレント原油1バレル、為替前提は1米ドルあたりの数値。各指標は制度会計ベース。原油価格・為替レートのセンシティブでは、2022年度の連結親会社株主に帰属する当期純利益に対し、油価1ドル/バレル上昇(下落) +80億円 (-80億円) 程度、為替1円/米ドル円安(円高) +20億円 (-20億円) 程度の試算。その他の留意事項は「中期経営計画 2018-2022」(URL: https://www.inpex.co.jp/company/pdf/business_plan.pdf)のP.5をご覧ください。

当社の一株当たり年間配当額、配当性向の推移



✓ 6つのCSR重点テーマを中心に、事業を通じてESG各分野で責任ある取り組みを推進

<CSR重点テーマ>

<p>ガバナンス</p> <ul style="list-style-type: none"> ● ガバナンス体制の強化 ● リスクマネジメント体制の構築 <p>HSE</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 重大災害防止 ● 労働安全衛生の確保 ● 生物多様性の保全、適正な水管理 <p>気候変動対応</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 再生可能エネルギー事業の推進 ● 環境に優しい天然ガスの開発促進 ● 気候変動関連リスクの管理強化 	<p>コンプライアンス</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 人権の尊重 ● 法令遵守及び贈収賄・汚職防止 ● 調達における社会・環境影響評価 <p>地域社会</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 地域社会・先住民に対する影響評価、低減策の実施 ● 地域経済への貢献 <p>従業員</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 人材育成と働きがいの向上 ● ダイバーシティの推進
--	---

● E(環境) ● S(社会) ● G(ガバナンス)

【本年の主な取り組み】

ガバナンス:
 税務ガバナンス体制強化の一環として、2019年3月に当社の税務アプローチを明示した税務方針を制定。また、取締役会の女性比率向上を達成。

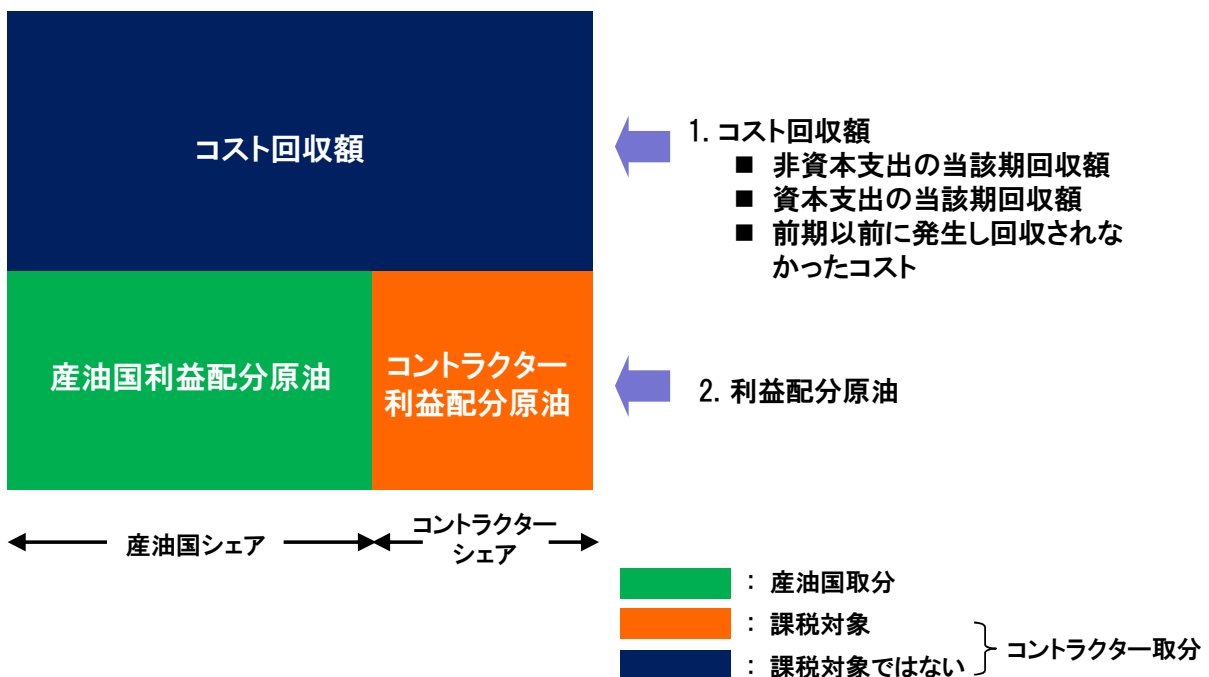
気候変動対応:
 サステナビリティレポート2019において、気候関連財務情報開示タスクフォース(TCFD)の提言に沿った開示を拡充。

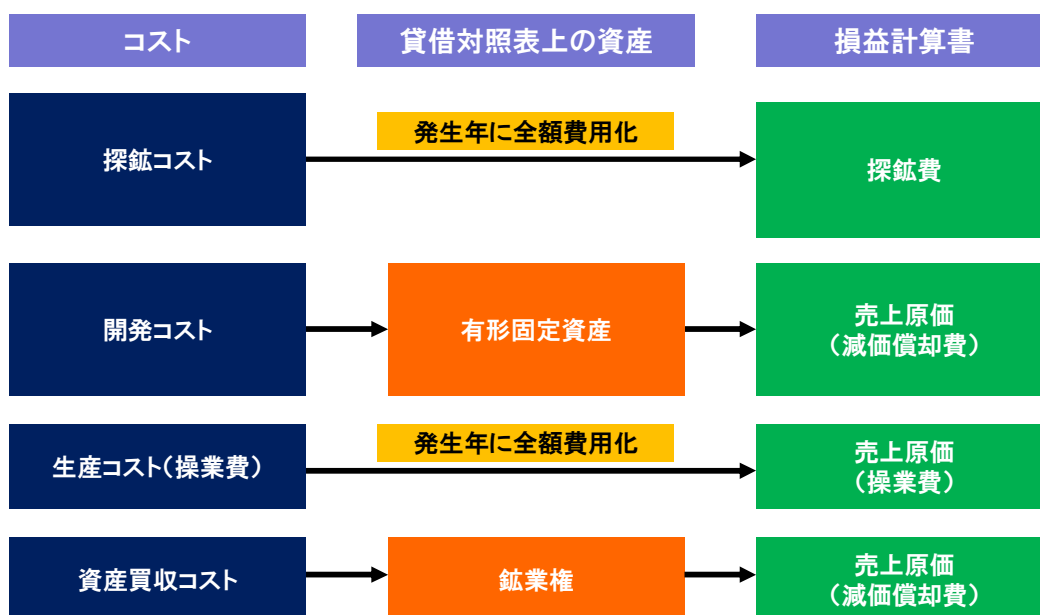
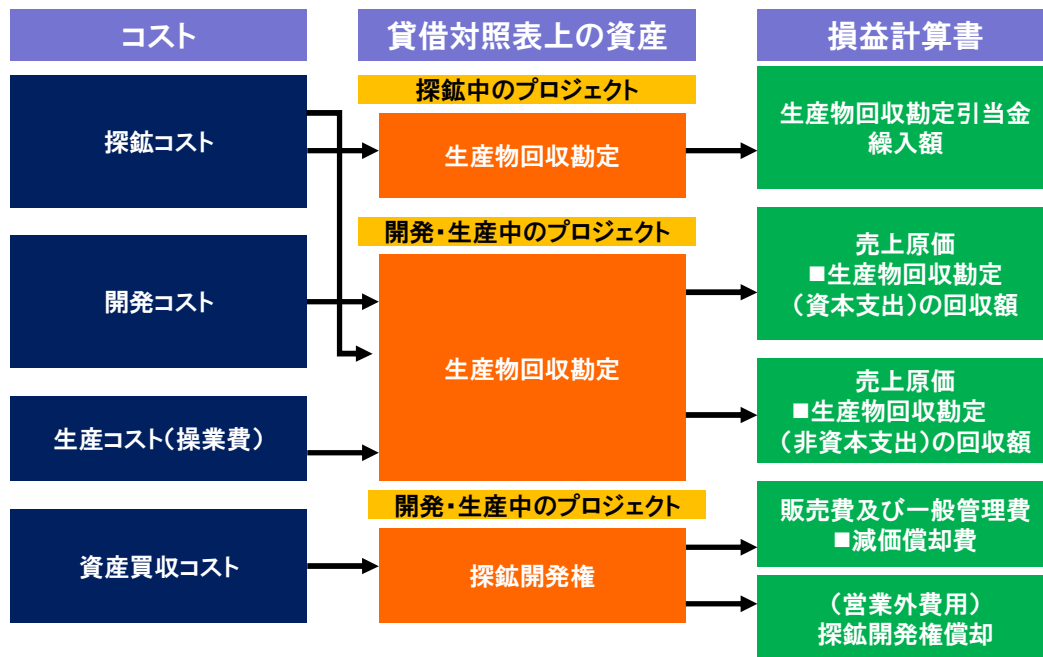
従業員:
 2018年9月にINPEXグループ健康宣言を制定し、健康経営の推進体制を整備。健康経営優良法人2019(大規模法人部門)ホワイト500の認定取得。女性活躍推進企業として2018年度「なでしこ銘柄」に選定。また、フレックス勤務制度を導入。

<主要ESGインデックスへの組入れ状況>

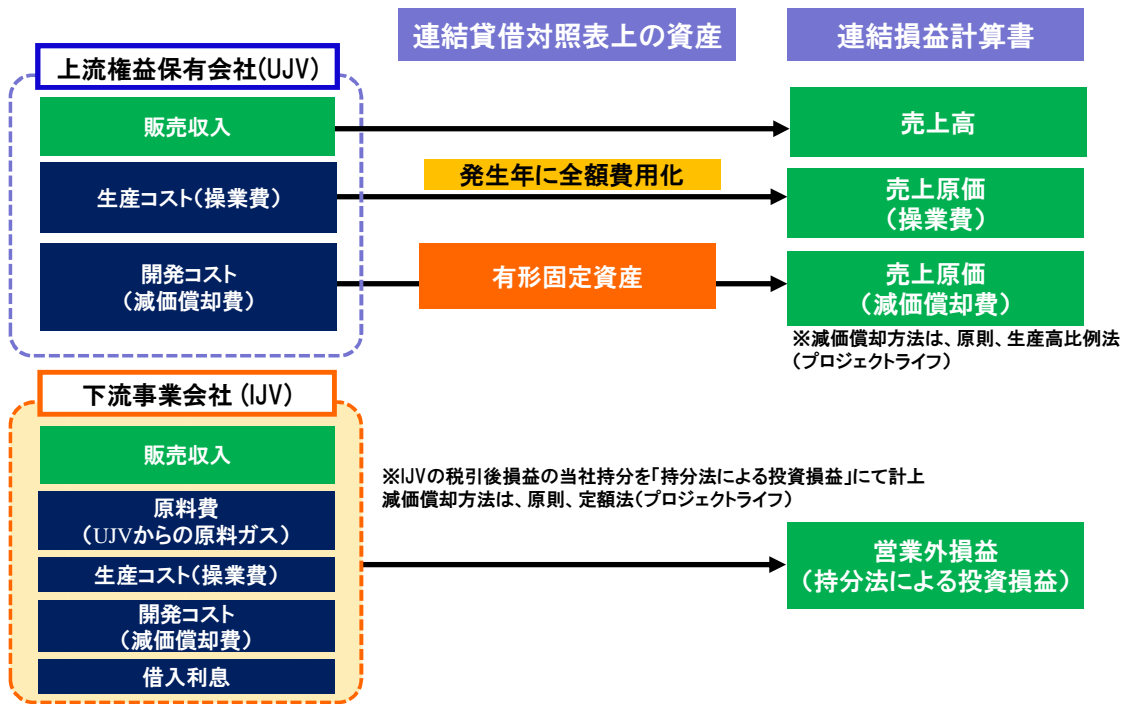
FTSE	当社はFTSE Russell社が選定するFTSE4Goodインデックスシリーズのうち、Global IndexとJapan Indexおよび年金積立金管理運用独立行政法人(GPIF)が運用対象とするESG指数であるFTSE Blossom Japan Indexの構成銘柄に採用されています。
MSCI	当社は米国のMSCI (Morgan Stanley Capital International) 社が開発した、ESG面で優れた企業を選定する代表的な株価指数であるMSCI SRI Indexes, MSCI ESG Leaders Indexes, および年金積立金管理運用独立行政法人(GPIF)が運用対象とするESG指数であるMSCIジャパンセレクト・リーダーズ指数、MSCI日本株女性活躍指数(WIN)の構成銘柄に採用されています。
S&P/JPXカーボン・エフィシエント指数	当社は米国のS&Pダウ・ジョーンズ・インデックス社が開発した、業種内で炭素効率性が高く(温室効果ガス排出量÷売上高が小さい)、温室効果ガス排出関連の情報開示を行っている企業への投資ウェイトを高めたS&P/JPXカーボン・エフィシエント指数の構成銘柄に採用されています。同指数は、年金積立金管理運用独立行政法人(GPIF)が運用対象とするESG指数に選定されています。

生産分与契約





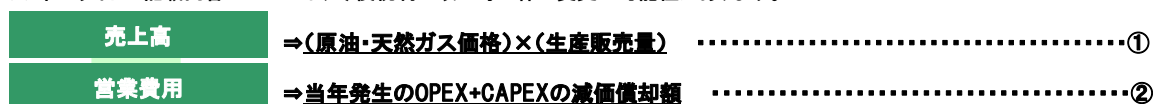
※ コストは主なもの



※下流会社(IJV)は持分法適用会社であり、同社のキャッシュフローは連結キャッシュフロー計算書上に表示されない。

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。



PRRT(Petroleum Resource Rent Tax)

$$= (\text{上流収益} - \text{上流Capex} - \text{Opex支出額} - \text{探鉱費} - \text{廃坑費} - \text{PRRT繰越欠損金}) \times 40\% \dots \textcircled{3}$$

・Capex、Opex、探鉱費、廃坑費の順で上流収益より控除される。なお、探鉱費については、プロジェクト間及びグループ会社間での移転義務がある。

・PRRT繰越欠損金(上流収益-上流Capex-Opex支出額-探鉱費-廃坑費が赤字になる場合)については、以下の金利を加え次期以降に繰り越される

開発費分に対しては、LTBR+5%又はLTBR又はGDP deflator

探鉱費分に対しては、LTBR+15%又はLTBR+5%又はGDP deflator

※生産ライセンスの申請時期、探鉱費・開発費の支出時期、支出からの経過年数等によって適用される金利レートが異なる。

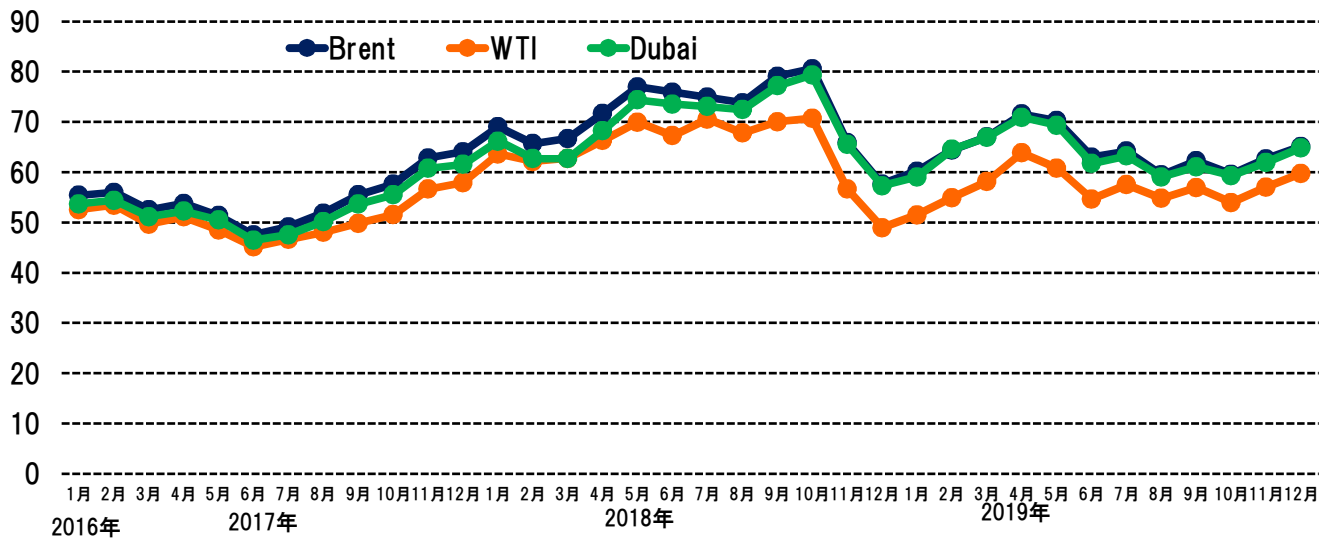
※LTBR (Long Term Bond Rate)

※GDP Factor → 豪州のGDPデフレーターを使用

$$\text{豪州法人税} = (\textcircled{1} - \textcircled{2} - \textcircled{3} - \text{支払利息}) \times 30\%^{(*)}$$

(*) 豪州法人税の法定税率と、当社の豪州法人子会社の会計上の法人税等の負担率は異なる場合があります。また、会計上の法人税等の計上額が豪州法人税の納付額と異なる場合もあります。

(US\$/bbl)



	2019年3月期 通期	2019年										2019年12月期 (9ヶ月)
	平均	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	平均	
Brent	70.71	71.63	70.30	63.04	64.21	59.50	62.29	59.63	62.71	65.17	64.27	
WTI	62.77	63.87	60.87	54.71	57.55	54.84	56.97	54.01	57.07	59.80	57.74	
Dubai	69.33	70.95	69.38	61.76	63.25	59.11	61.12	59.37	61.97	64.89	63.53	