

2020年12月期 決算説明会

参考データ集

2021年2月12日



連結子会社および持分法適用関連会社

INPEX

連結子会社 63社

主な連結子会社	国（地域）名	出資比率	フェーズ	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
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
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
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
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
帝石コンソン石油	ベトナム	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	フェーズ	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

■ 2020年12月期(2020年1月1日～12月31日)

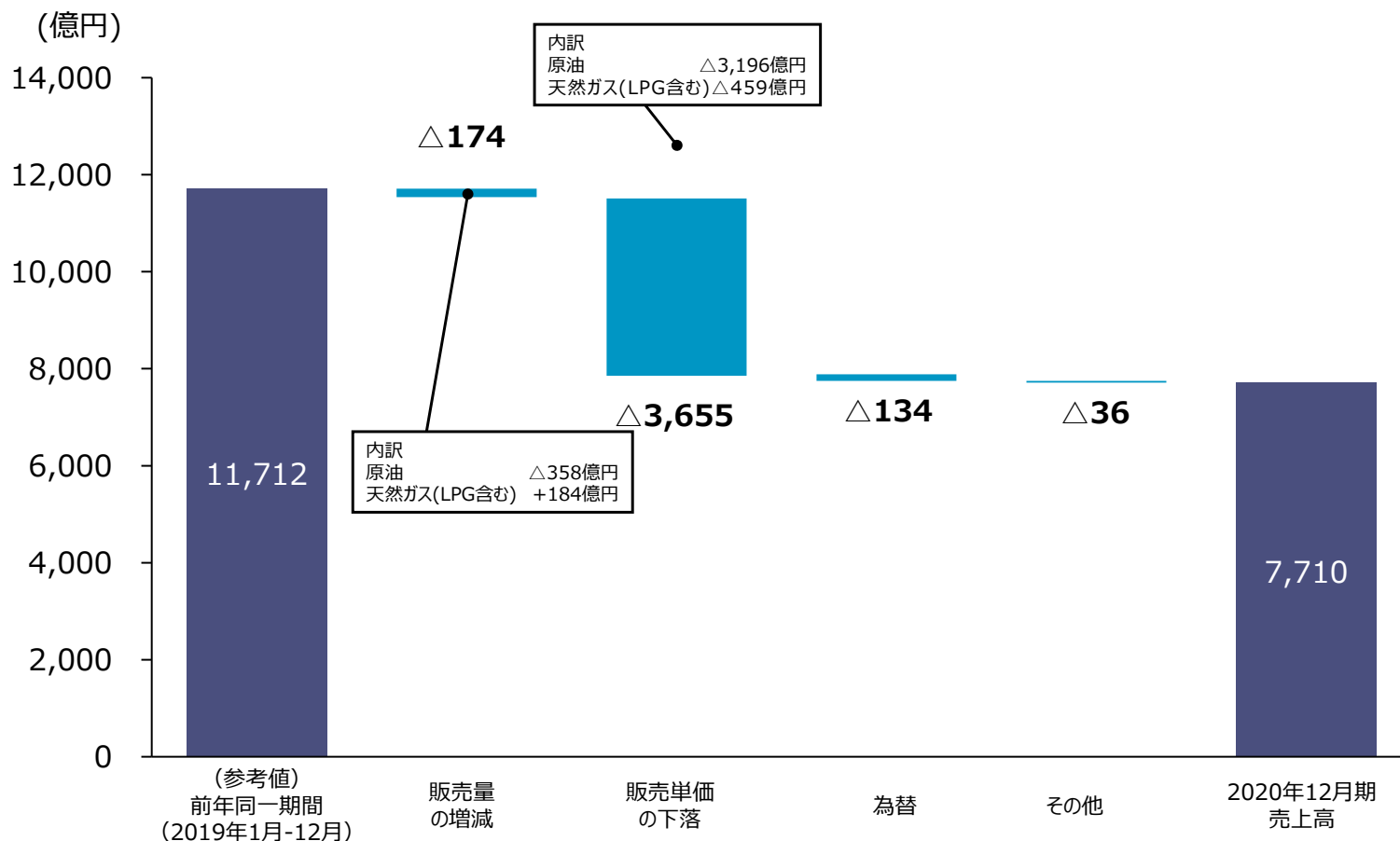
(単位：百万円)

	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*1	連結財務諸表計上額*2
売上高	115,838	220,969	68,369	352,388	13,481	771,046	-	771,046
セグメント利益又は損失(△)	14,341	56,522	4,481	186,408	△2,128	259,625	△11,154	248,471

*1 セグメント利益の調整額△11,154百万円は、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。

2020年12月期売上高 増減要因分析



	(参考値) 前年同一期間 (2019年1月-12月)	2020年12月期 (2020年1月-12月)	増減	増減率
売上高 (億円)	34	27	△ 6	△ 19.6%

販売量 (千bbl)	412	257	△ 156	△ 37.8%
海外生産分平均単価 (\$/bbl)	40.06	35.54	△ 4.52	△ 11.3%
国内生産分平均単価 (¥/kg)	66.02	60.77	△ 5.25	△ 8.0%
平均為替 (¥/\$)	109.10	106.47	2円63銭円高	2.4%円高

地域別販売量 (千bbl)	(参考値) 前年同一期間 (2019年1月-12月)	2020年12月期 (2020年1月-12月)	増減	増減率
日本	3 (0.3千ト)	2 (0.2千ト)	△ 1 (△0.1千ト)	△ 29.1%
アジア・オセアニア	409	254	△ 155	△ 37.9%
ユーラシア (欧州・NIS諸国)	-	-	-	-
中東・アフリカ	-	-	-	-
米州	-	-	-	-
合計	412	257	△ 156	△ 37.8%

営業外収益・費用

(億円)	(参考値) 前年同一期間 (2019年1月-12月)	2020年12月期 (2020年1月-12月)	増減	増減率
営業外収益	633	638	4	0.7%
受取利息*	31	334	303	-
受取配当金	75	67	△ 8	△ 11.2%
受取保証料*	3	66	63	-
持分法による投資利益*	366	-	△ 366	△ 100.0%
為替差益	8	-	△ 8	△ 100.0%
その他	148	169	21	14.4%
営業外費用	379	549	170	44.9%
支払利息	277	190	△ 86	△ 31.2%
持分法による投資損失*	-	129	129	-
生産物回収勘定引当金繰入額	17	25	8	50.8%
探鉱事業引当金繰入額	2	0	△ 2	△ 99.0%
投資有価証券評価損	34	65	30	87.4%
為替差損	-	82	82	-
その他	47	55	7	16.2%

* 従前ネット表示していた一部の取引について、当期よりグロス表示しております。

(百万円)	2020年12月期 (2020年1月-12月)	(参考値) 2019年12月期 (2019年4月-12月)	備考
親会社株主に帰属する純利益	△ 111,699	123,550	P/L
非支配株主に帰属する純損益	7,893	1,015	P/L
減価償却相当額	215,549	172,912	
減価償却費	174,098	135,629	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	5,022	C/F
生産物回収勘定（資本支出）の回収額	34,691	32,261	C/F PS契約に係る減価償却費相当額
探鉱費相当額	11,642	18,541	
探鉱費	9,074	15,426	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	2,566	3,115	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	2	-	P/L PS契約に係る探鉱費相当額等
重要な非現金項目	181,823	24,594	
法人税等調整額	△ 12,926	24,545	P/L
為替差損益	4,809	△ 747	C/F
減損損失	189,940	796	C/F
税引後ネット支払利息	△ 10,359	13,992	P/L 税引後の支払利息－受取利息
EBIDAX	294,849	354,604	

生産物回収勘定の増減推移

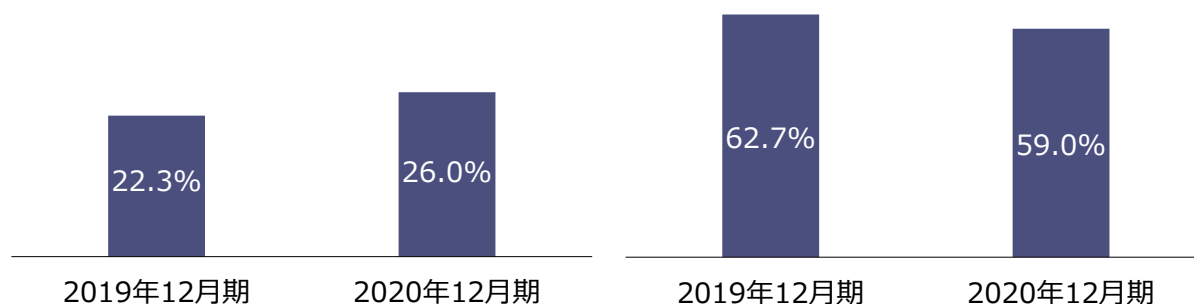
(百万円)	2020年12月期 (2020年1月-12月)	(参考値) 2019年12月期 (2019年4月-12月)	備考
生産物回収勘定（期首）	568,377	568,059	
増加：			
探鉱投資	3,584	3,203	主にイワ Block10
開発投資	28,865	27,054	主にACG、カジャゴン、ジョソ
操業費	17,188	13,078	主にACG、カジャゴン
その他	6,184	7,781	
減少：			
コスト回収（CAPEX）	34,691	32,261	主にACG、カジャゴン
コスト回収（Non-CAPEX）	13,965	12,255	主にACG、カジャゴン
その他	-	6,283	
生産物回収勘定（期末）	575,544	568,377	主にカジャゴン
生産物回収勘定引当金	69,441	66,897	

(億円)	2020年12月期 (2020年1月-12月)	(参考値) 2019年12月期 (2019年4月-12月)
税金等調整前当期純利益	673	5,102
減価償却費	1,740	1,356
減損損失	1,899	7
生産物回収勘定（資本支出）の回収額	346	322
生産物回収勘定（非資本支出）の増減額（△は増加）	△ 71	△ 54
法人税等の支払額	△ 2,180	△ 3,374
その他	519	△ 613
営業活動によるキャッシュ・フロー	2,929	2,747
定期預金の預入による支出/払戻による収入	△ 108	0
有形固定資産の取得による支出	△ 1,297	△ 1,097
有価証券・投資有価証券の取得による支出/売却による収入	8	21
生産物回収勘定（資本支出）の支出	△ 350	△ 366
長期貸付けによる支出/回収による収入	△ 447	△ 1,084
債権譲受けによる支出	△ 2,017	-
権益取得による支出	△ 57	△ 358
その他	98	△ 1
投資活動によるキャッシュ・フロー	△ 4,171	△ 2,887
財務活動によるキャッシュ・フロー	1,267	△ 486
現金及び現金同等物の期末残高	1,724	1,737

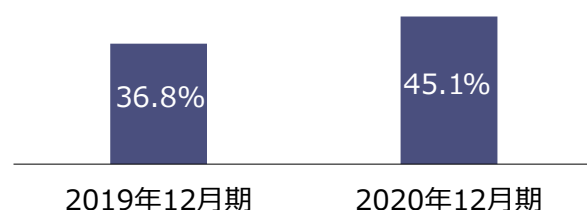
財務指標

純有利子負債／使用総資本（ネット）*1

自己資本比率*2

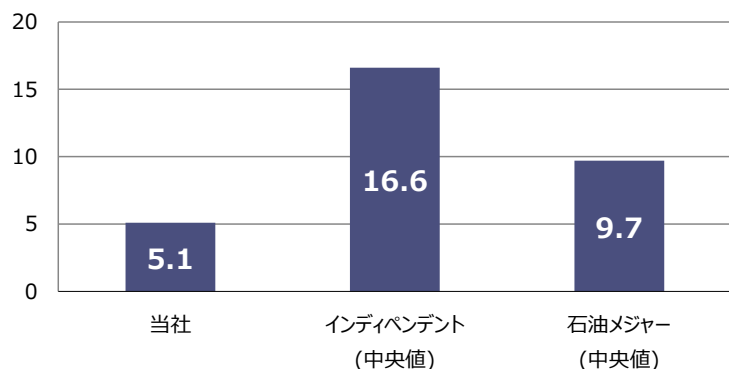


D/Eレシオ*3

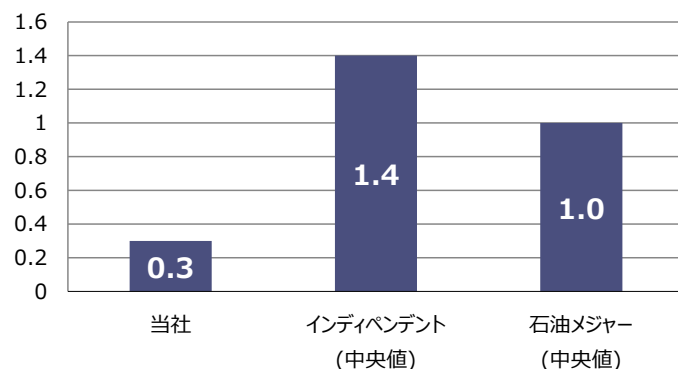


*1 純有利子負債／使用総資本（ネット） = (有利子負債 - 現金及び預金) / (純資産 + 有利子負債 - 現金及び預金)
 *2 自己資本比率 = (純資産 - 非支配株主持分) / 総資産
 *3 D/Eレシオ = 有利子負債 / (純資産 - 非支配株主持分)

EV／確認埋蔵量*1



PBR*2

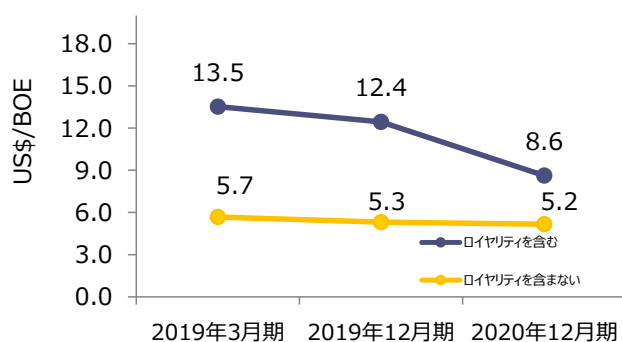


*1 EV (企業総価値) / 確認埋蔵量 = (時価総額 + 総有利子負債 - 預金及び現金同等物 + 少数株主持分) / 確認埋蔵量。時価総額は2020年12月30日時点。財務数値は2020年9月末時点 (但し、一部2020年6月末時点)。確認埋蔵量は、2019年12月末時点。財務数値、確認埋蔵量は各社開示資料より。

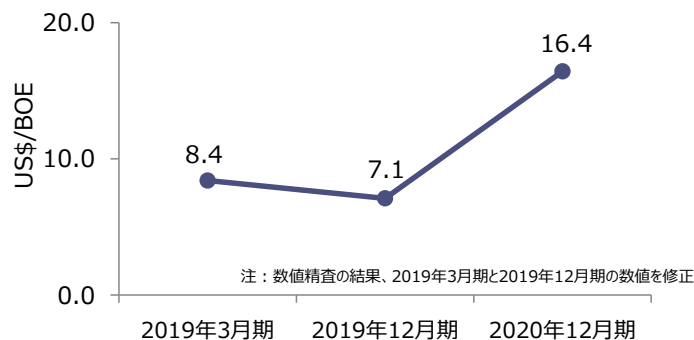
*2 PBR = 株価 / 一株当たり純資産。時価総額は2020年12月30日時点。財務数値は2020年9月末時点 (但し、一部2020年6月末時点)。財務数値は各社開示資料より。

埋蔵量・生産量指標

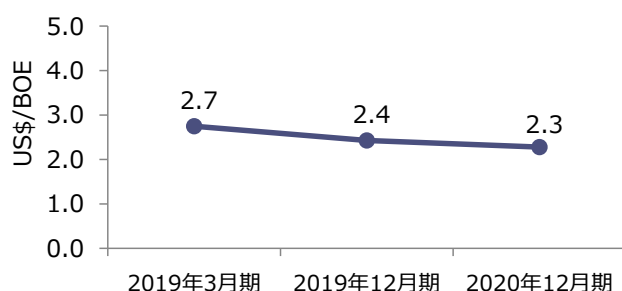
原油換算1バレル当たりの生産コスト



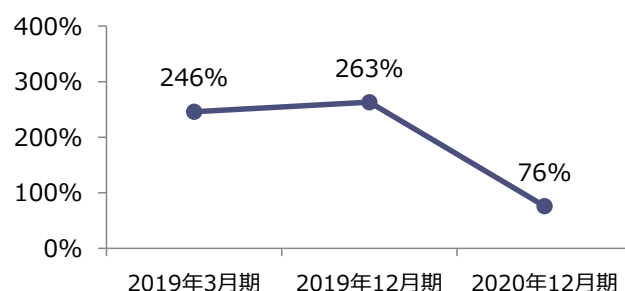
原油換算1バレル当たりの探鉱・開発コスト (3年平均)



原油換算1バレル当たりの販売費及び一般管理費

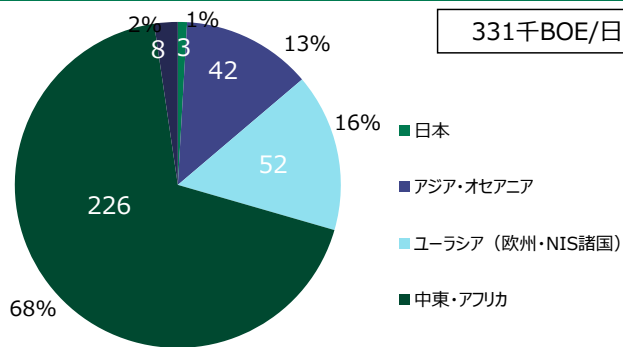


リザーブリプレースメントレシオ (3年平均)



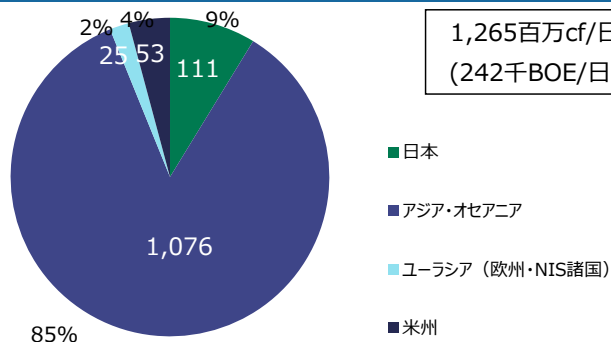
原油・コンデンセート・LPG

331千BOE/日



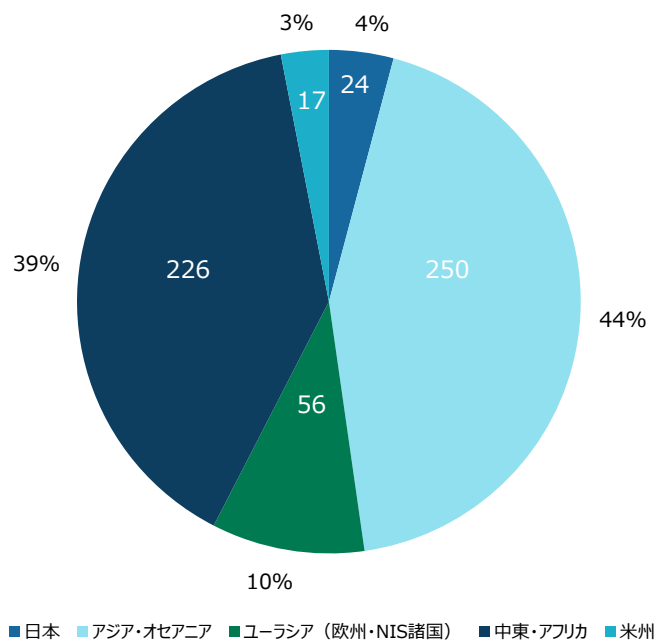
天然ガス

1,265百万cf/日
(242千BOE/日)



原油・天然ガス合計

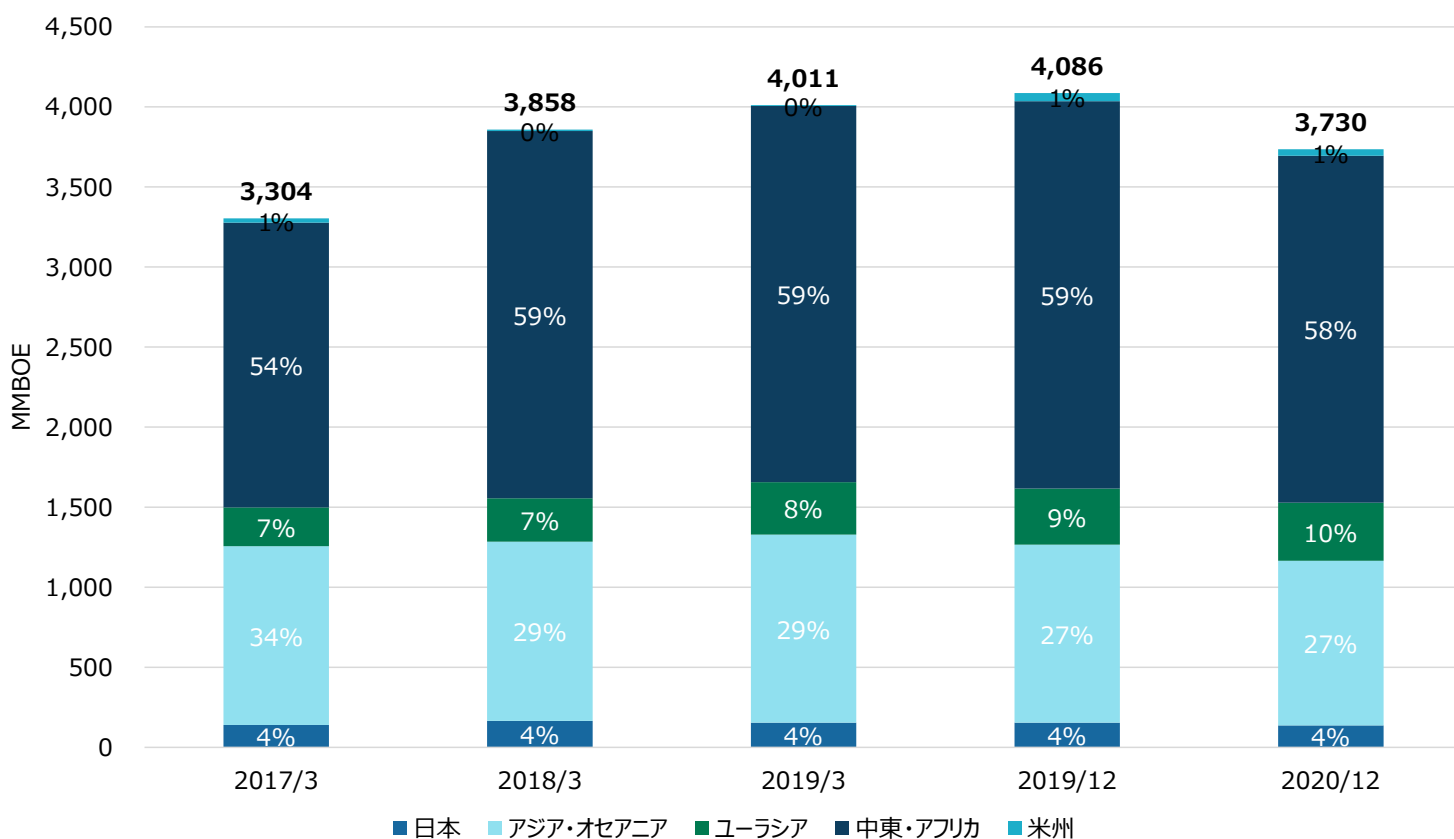
573千BOE/日



* 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。

Copyright © 2021 INPEX CORPORATION. All rights reserved.

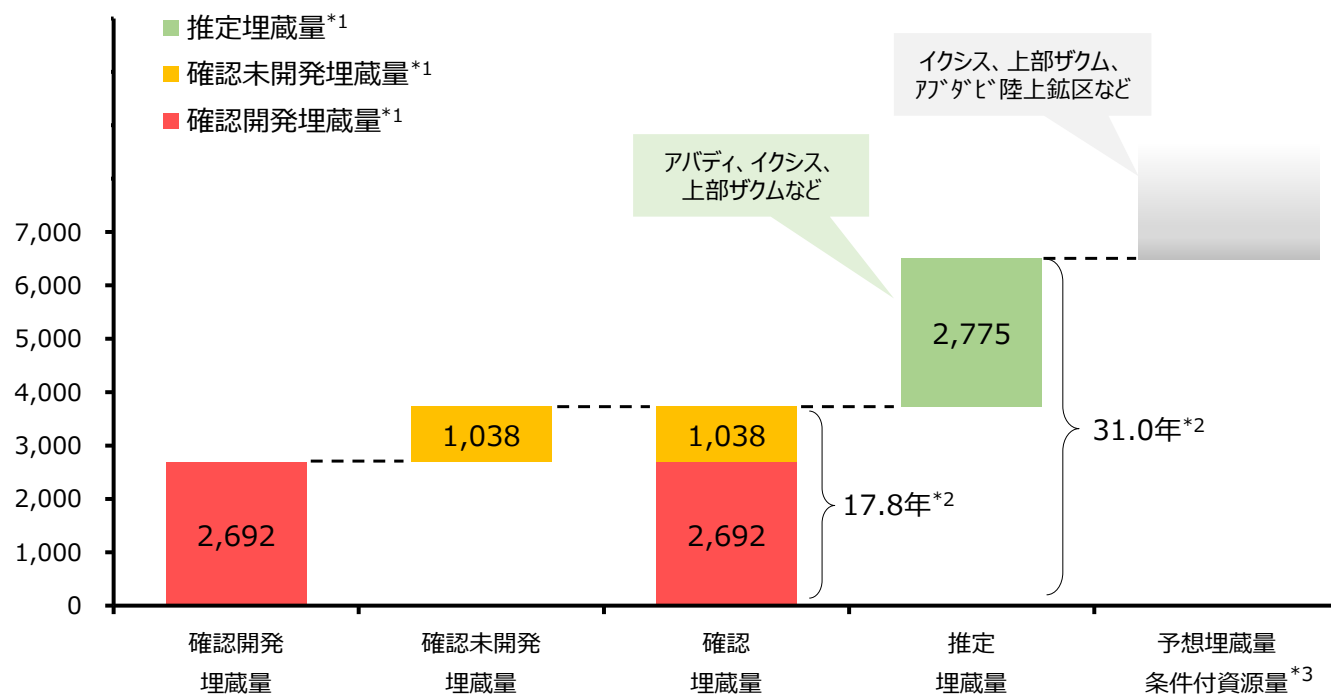
地域別確認埋蔵量



* 確認埋蔵量の定義は、53ページに記載しております。

Copyright © 2021 INPEX CORPORATION. All rights reserved.

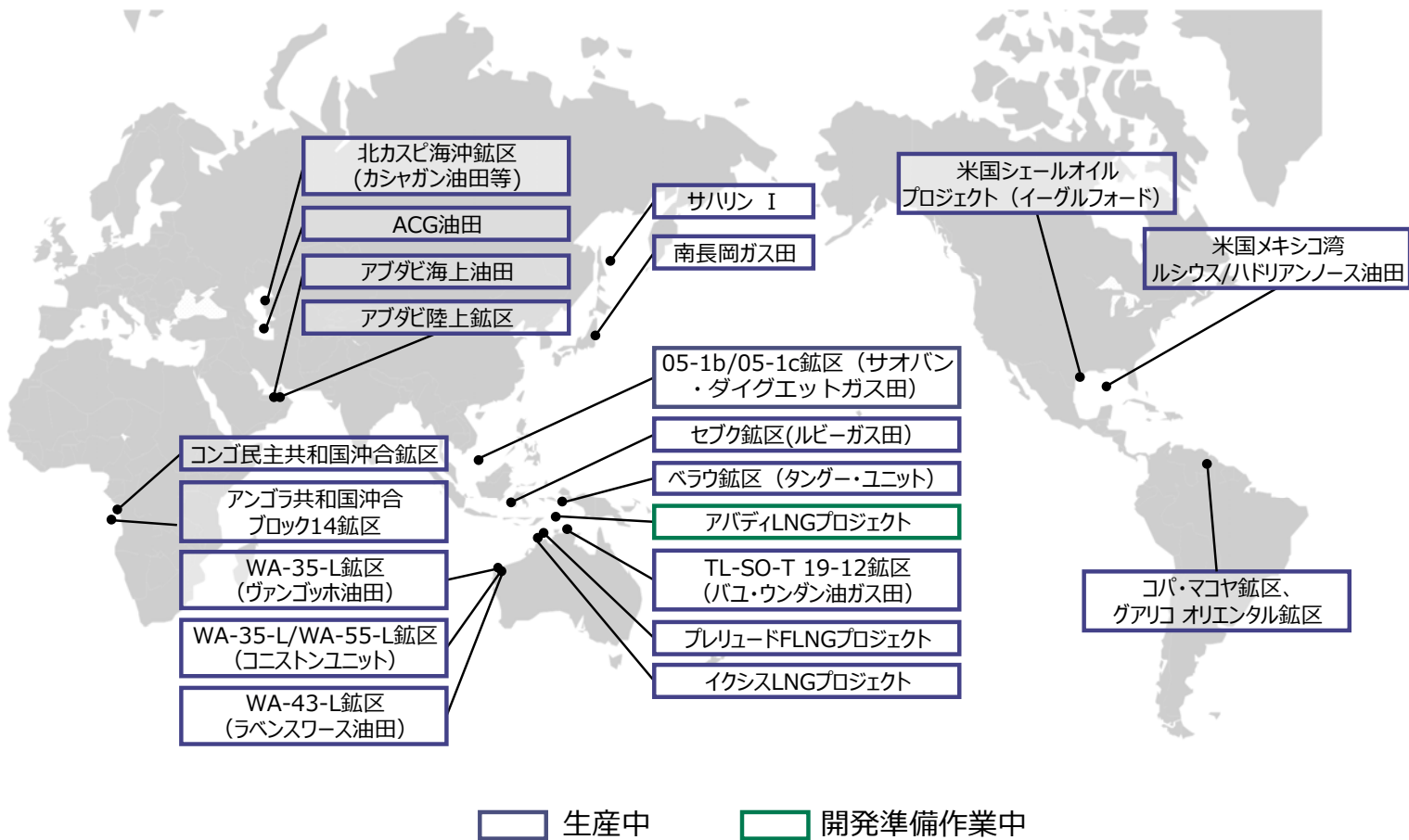
百万BOE



*1 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。

*2 可採年数 = (2020年12月末「確認埋蔵量」+「推定埋蔵量」) / (2020年12月期生産量実績)

*3 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。



国内天然ガス事業



■ 生産量*1

- 天然ガス：約2.8百万m³/日 (104百万cf/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*2

- 2019年12月期(9ヶ月決算)販売量：15.1億m³
- 2020年12月期(12ヶ月決算)販売量：20.7億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

*1 2020年10月～12月平均日産量

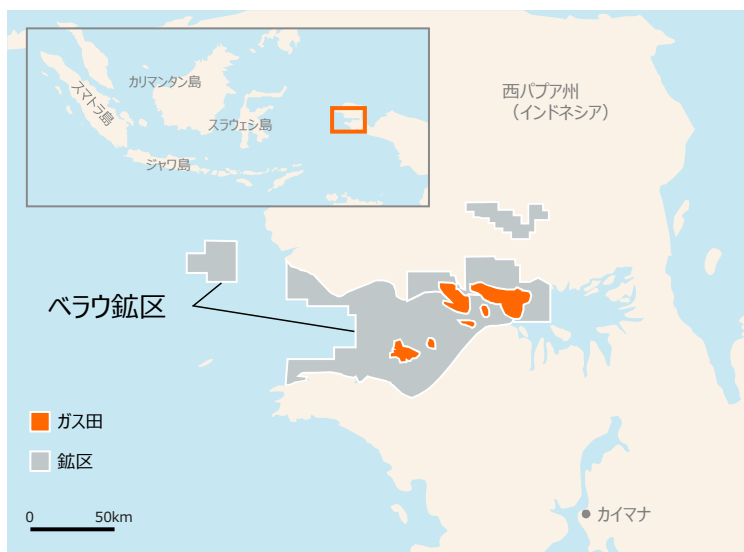
*2 1m³当たり41.8605MJ換算



- 当社権益比率： 15%
(オペレーター：PEARLOIL (Mubadala))
- 生産分与契約：2027年9月21日まで
- 生産量*1
 - 天然ガス*2：日量約21百万立方フィート
- マイルストーン
 - 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

*1 全鉱区ベース、2020年12月平均日産量

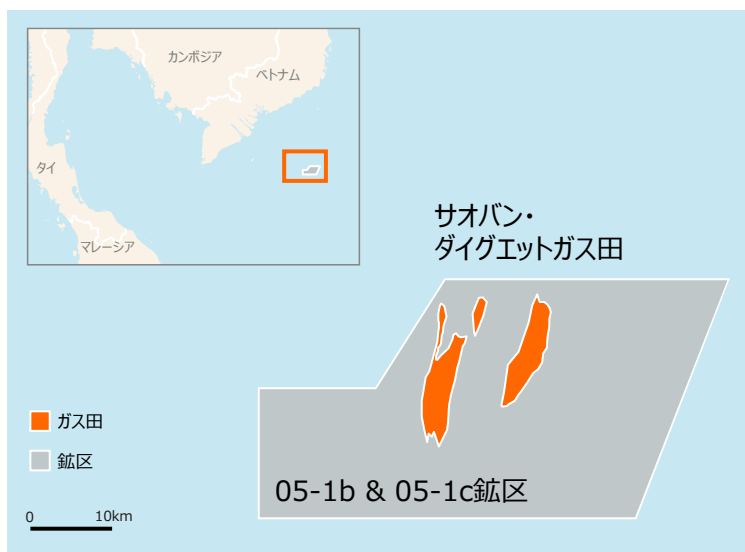
*2 井戸元の生産量ではなく買主への販売に対応した数量



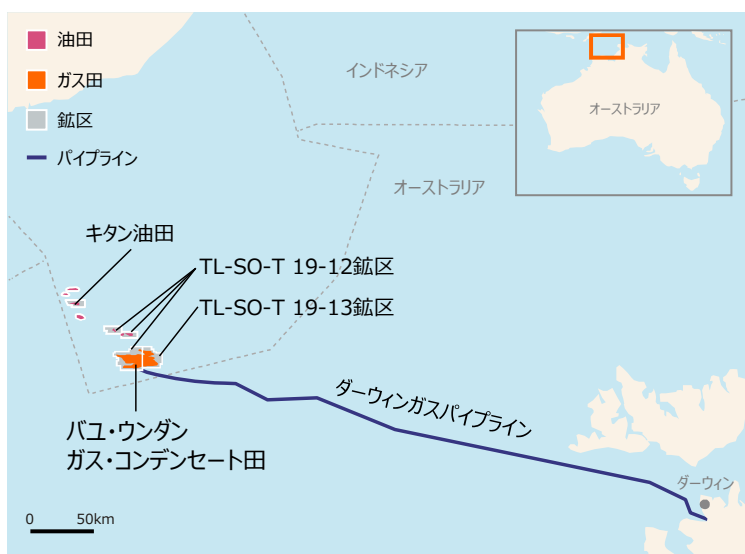
- 当社権益比率：7.79% (ネット)
(タンゲーユニット) (オペレーター：BP)
- 生産分与契約：2035年12月31日まで
- 生産量*1
 - コンデンセート：日量約6千バレル
 - 天然ガス*2：日量約1,131百万立方フィート
- LNG生産量：年間760万トン
- マイルストーン
 - 2009年7月、LNG販売開始
 - 2016年7月、拡張プロジェクト (年間380万トンの生産能力を有する第三液化系列を増設) の最終投資決定、現在建設作業中

*1 全鉱区ベース、2020年12月平均日産量

*2 井戸元の生産量ではなく買主への販売に対応した数量



- 当社権益比率：36.92%
(オペレーター：出光ベトナムガス開発)
- 生産分与契約：2034年11月17日まで
- 生産量（見込み）
 - 天然ガス：年産15億m³
 - 原油・コンデンセート：年産280万バレル
- マイルストーン
 - 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11月、サオバンガス田からガス販売開始



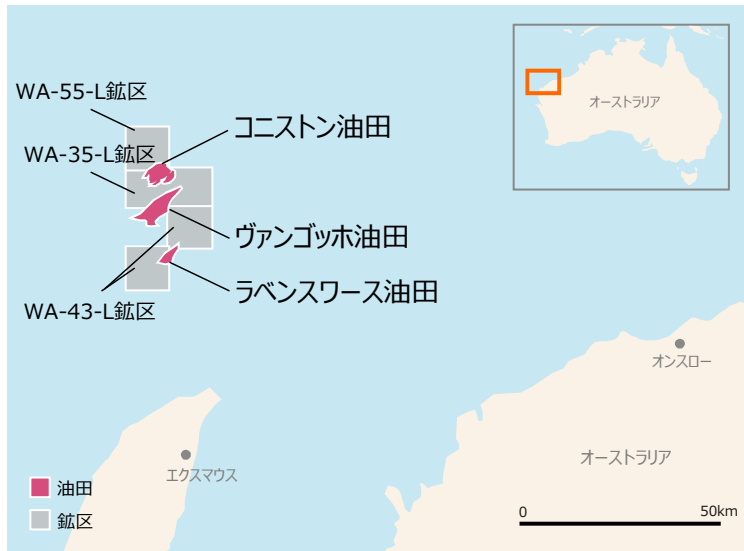
一部暫定領海線を含む

- 当社権益比率：11.378120%
(オペレーター：Santos)
- 生産分与契約：2022年2月6日まで*1
- 生産量*2
 - コンデンセート：日量約1,100バレル
 - LPG：日量約0.5万バレル
 - 天然ガス*3：日量約537百万立方フィート
- マイルストーン
 - 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）
 - 2021年第2四半期よりインフィル井3坑の追加掘削、2021年第3四半期から順次生産開始予定

*1 所定の条件が揃えば2022年末まで自動延長される

*2 全鉱区ベース、2020年12月平均日産量

*3 井戸元の生産量ではなく買主への販売に対応した数量



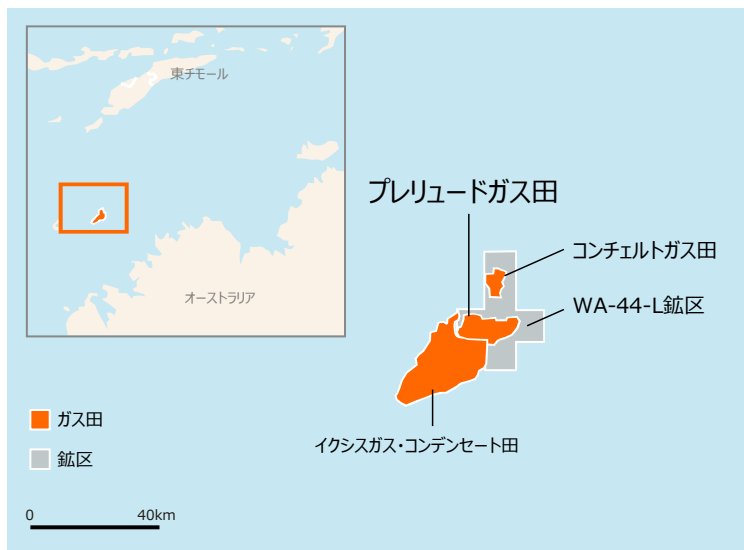
ヴァンゴッホ油田 (WA-35-L) /コニストン油田(WA-35-LおよびWA-55-L鉱区)

- 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
- マイルストーン
 - 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原油生産開始 (2020年3月、FPSOのドライドックのため、生産を一時停止)

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)
- 利権契約：生産終了まで
- 原油生産量*：日量約3千バレル
- マイルストーン
 - 2010年8月、生産開始

* 全鉱区ベース、2020年12月平均日産量

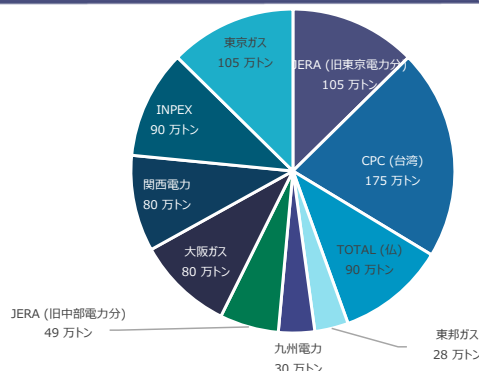


- 権益比率：17.5% (オペレーター：Shell)
- 利権契約：生産終了まで
- 生産能力
 - LNG* 年間360万トン
 - LPG 年間約40万トン(ピーク時)
 - コンデンセート 年間130万トン (ピーク時)
- マイルストーン
 - 2011年5月、最終投資決定
 - 2018年12月、生産井からのガス生産を開始
 - 2019年3月、コンデンセート出荷開始
 - 2019年6月、LNG出荷開始
 - 2019年7月、LPG出荷開始

(2020年2月より、FLNG船の設備修繕のため生産操業を一時停止していたが、2021年1月に出荷再開)

* 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

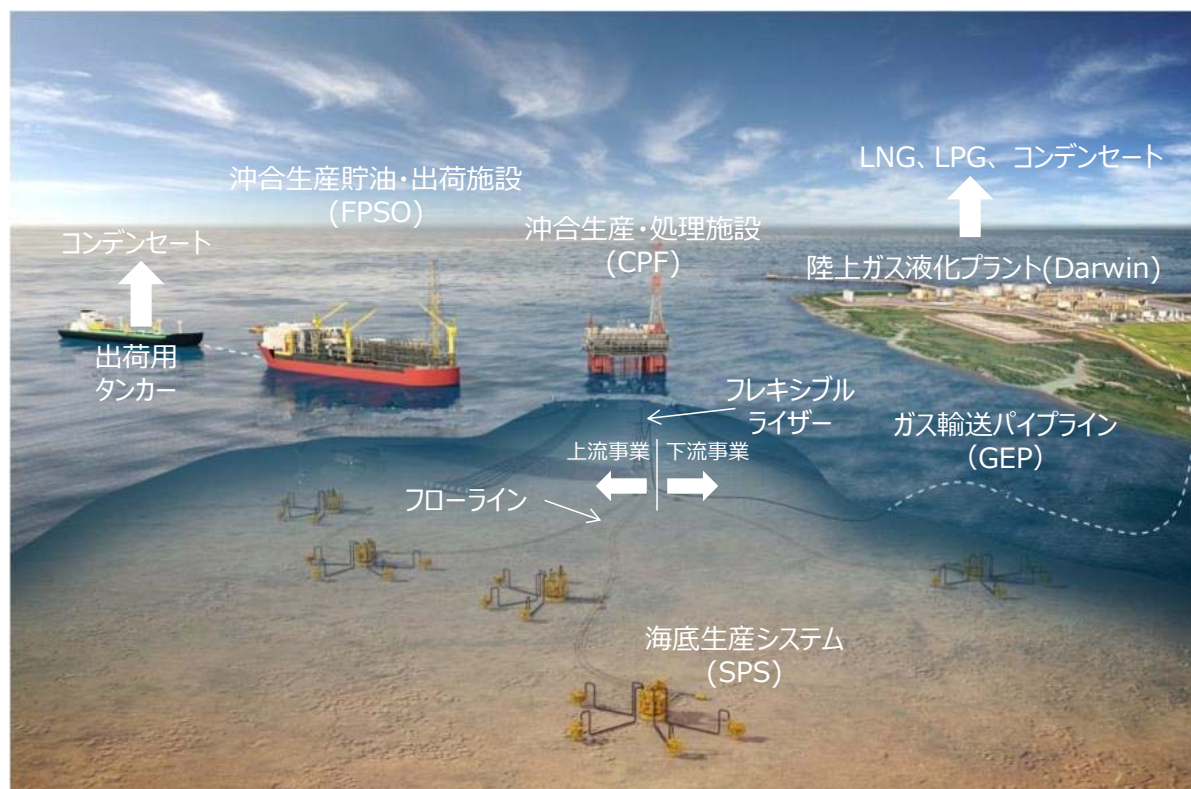
- 当社権益比率：66.245%（オペレーター）
- 生産量*1
 - 上流ガス*2：日量約1,502百万立方フィート
 - 上流コンデンセート：日量約6.3万バレル
- 出荷カーゴ数（生産開始から2020年12月末までの実績）
 - LNG：237（内、2020年は122）
 - 陸上コンデンセート：42（内、2020年は22）
 - 海上コンデンセート：67（内、2020年は34）
 - LPG：63（内、2020年は34）
- 生産計画
 - プロジェクトライフ：約40年
 - LNG：年間約890万トン（生産能力）
 - LPG 年間約165万トン（生産能力）
 - コンデンセート 日量約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840万トン分売買契約締結済
 - LNGの約7割が日本買主向け
 - LPG：当社権益全量等の売買契約締結済



- 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
 - 2020年6月、約83億米ドルのリファイナンスを実施
- 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）

*1 2020年10-12月平均日量

*2 井戸元生産量ではなく下流事業者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）



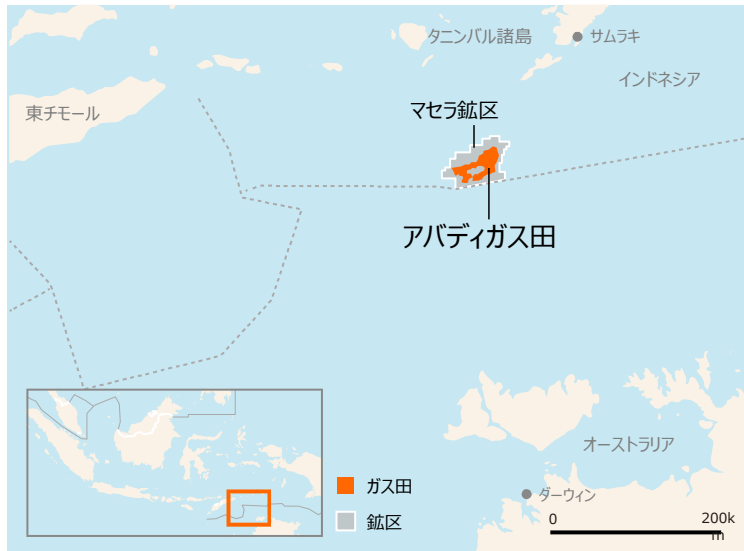
■ 最終投資決定(FID)以降の軌跡

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・保有及び定期傭船契約の締結		●					
●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)				●			
●アストムエネルギー(株)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							●

イクシスLNGプロジェクト 沖合生産・処理施設 (CPF)



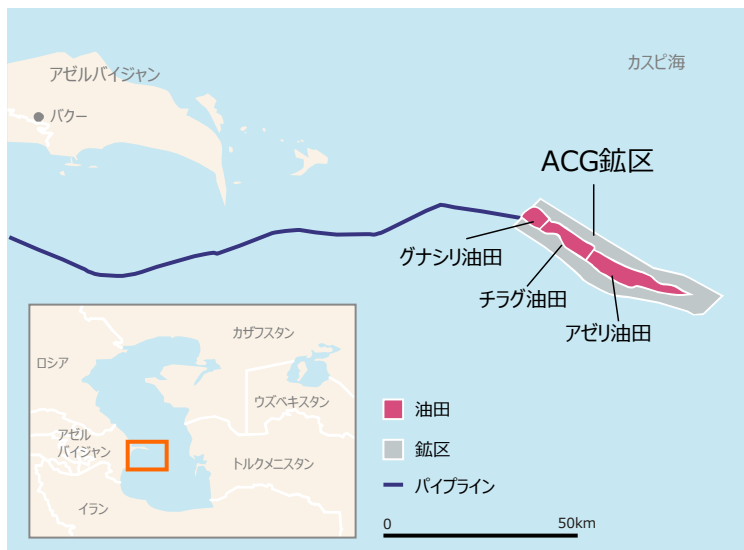




一部暫定領海線を含む

- 当社権益比率：65% (オペレーター)
- 生産分与契約：2055年11月15日まで
(2019年10月延長契約等を締結)
- 生産規模
 - 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
日量1億5千万立方フィート供給を予定
 - コンデンセート日量最大約 3.5 万バレル規模
- マイルストーン
 - 2018年3月から10月、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7月、陸上LNGによる開発を前提とした改定開
発計画のインドネシア政府当局による承認取得
 - 早期の基本設計 (FEED) 作業開始を目指しており、
FEED 作業は、1~2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

ACG油田 インパックス南西カスピ海石油

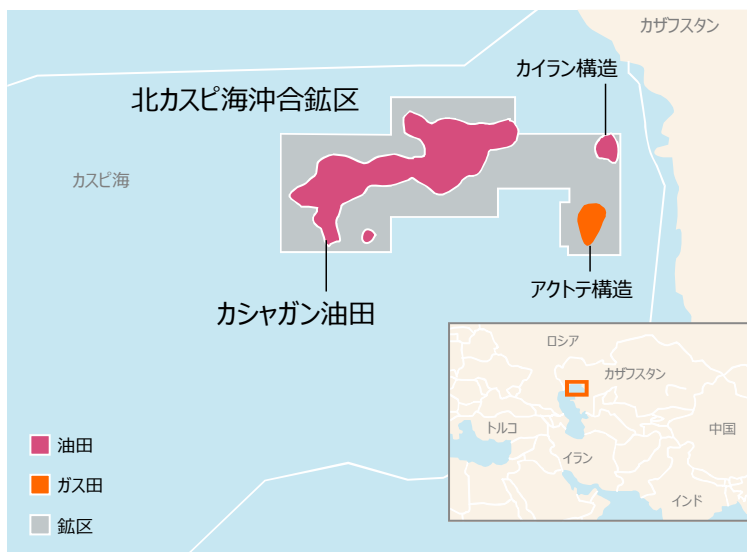


- 当社権益比率：9.3072%^{*1}
(オペレーター：BP)
- 生産分与契約：2049年まで^{*2}
- 原油生産量：平均日量47.7万バレル^{*3}
- マイルストーン
 - 1997年、チラグ油田生産開始
 - 2005年2月、アゼリ油田中央部生産開始
 - 2005年12月、アゼリ油田西部生産開始
 - 2006年10月、アゼリ油田東部生産開始
 - 2008年4月、グナシリ油田深海部生産開始
 - 2014年1月、チラグ油田西部生産開始
 - 2019年4月、アゼリ油田中東部新規生産プラットフォーム
建設決定

*1 生産分与契約延長に伴い、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。

*2 2017年に、PS契約の2049年末までの延長が合意された。

*3 全鉱区ベース、2020年1月~12月の平均日産量。



- 当社権益比率：7.56% (オペレーター：NCOC, North Caspian Operating Company)
- 生産分与契約：2031年末まで (カシャガン油田)*¹
- 原油生産量*²：日量約31万バレル
- マイルストーン
 - 2016年10月、原油出荷を開始
 - 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
 - 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

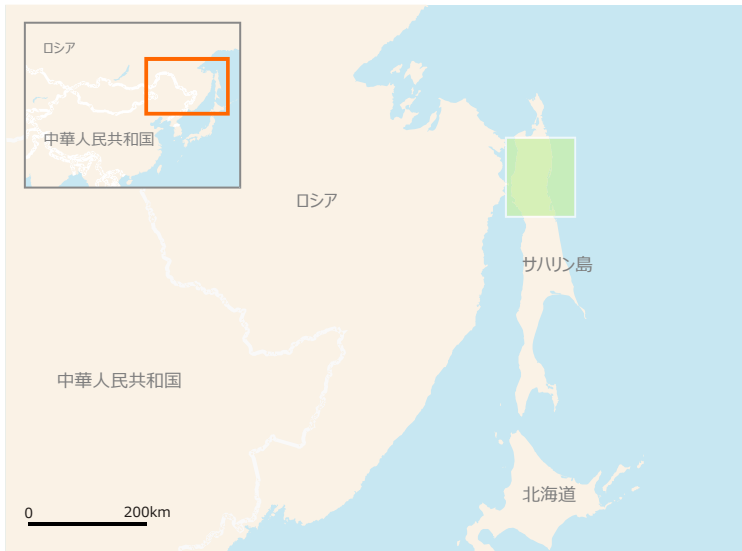
*¹ 現行のPSA条件にて10年×2回の延長（2041年まで）が可能

*² 全鉱区ベース、2020年12月平均日産量

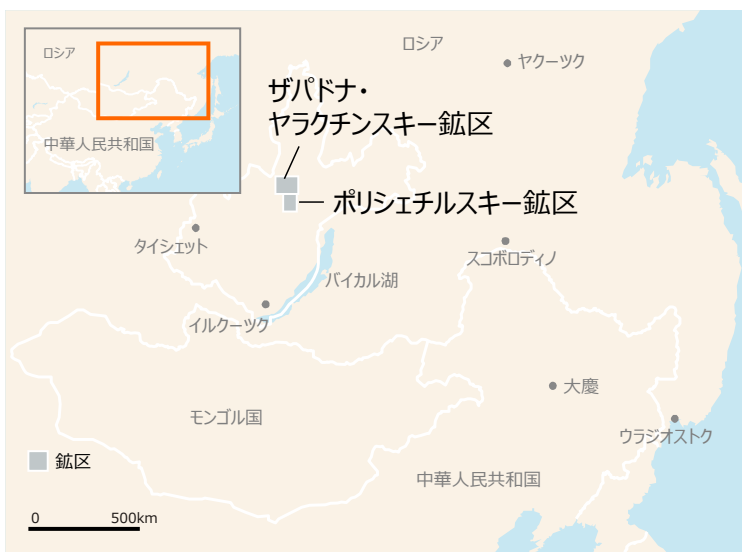


- 当社権益比率：2.5% (オペレーター：BP)
- 通油量：日量約57万バレル*
- マイルストーン
 - 2002年10月、当社、参加権益2.5%取得
 - 2006年6月、ジェイハンターミナルから原油出荷開始
 - 2009年3月、輸送能力日量120万バレルまでの拡張作業を完了
 - 2010年9月13日、累計10億バレル出荷を達成
 - 2014年8月11日、累計20億バレル出荷を達成
 - 2018年7月17日、累計30億バレル出荷を達成

* 2020年1-12月平均通油量

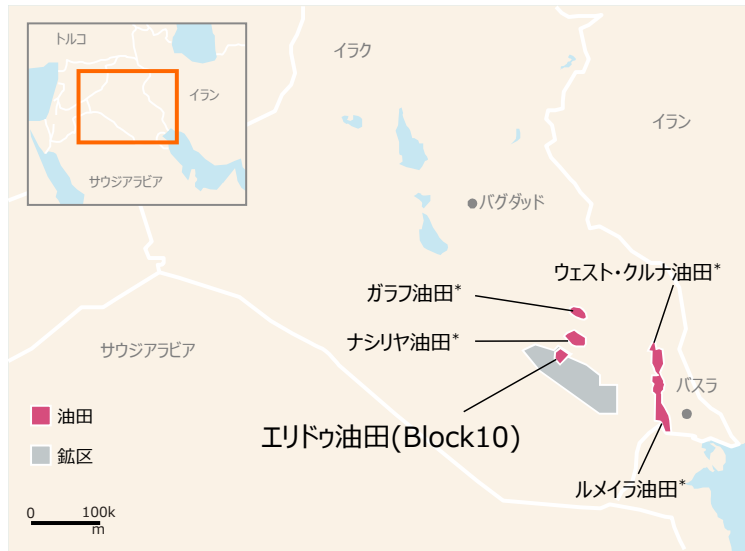


- サハリン石油ガス開発（SODECO）のサハリン-1における権益比率：30%
- 当社のSODECO株式持株比率：約6.08%
- オペレーター：Exxon Neftegas Limited
- マイルストーン
 - 2005年10月、チャイウォより生産開始、2006年10月原油輸出開始
 - 2010年9月、オドプトより生産開始
 - 2015年1月、アルクトン・ダギより生産開始
 - 天然ガスをロシア国内に供給中



- 日本南サハ石油（JASSOC）の東シベリアINKプロジェクトにおける株式保有比率：49.0%（INK ZAPAD社への出資）
- 当社のJASSOC株式持株比率：約24.998%
- オペレーター：INK ZAPAD社
- ライセンス契約：25年間(2031年まで)
- 原油生産量*：日量約6.3万バレル
- マイルストーン
 - 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、2020年12月平均日産量



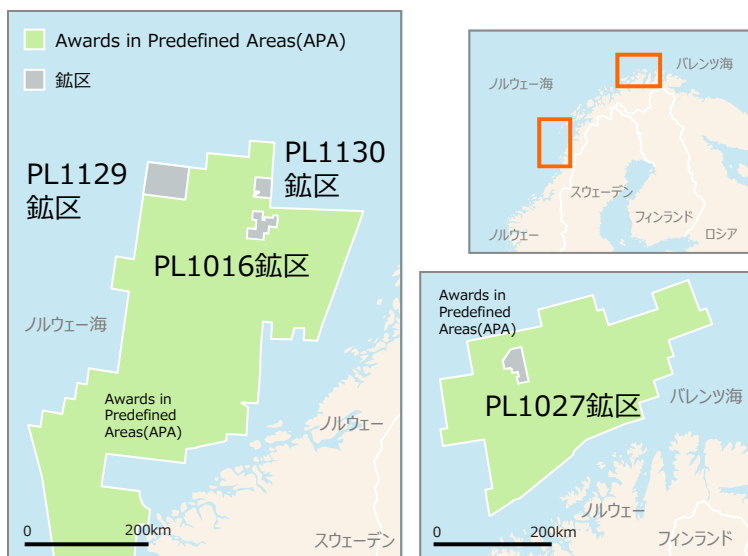
* 当社が権益を保有しない鉱区

- 当社権益比率：40%
(オペレーター：Lukoil)
- 鉱区取得：2012年12月
(イラク共和国第4次公開入札にて)
- EDPSC*1
 - 探鉱期間：9年間*2(2021年12月2日まで)
 - 開發生産期間：20年間*3
- マイルストーン
 - 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。
 - 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。
 - 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。

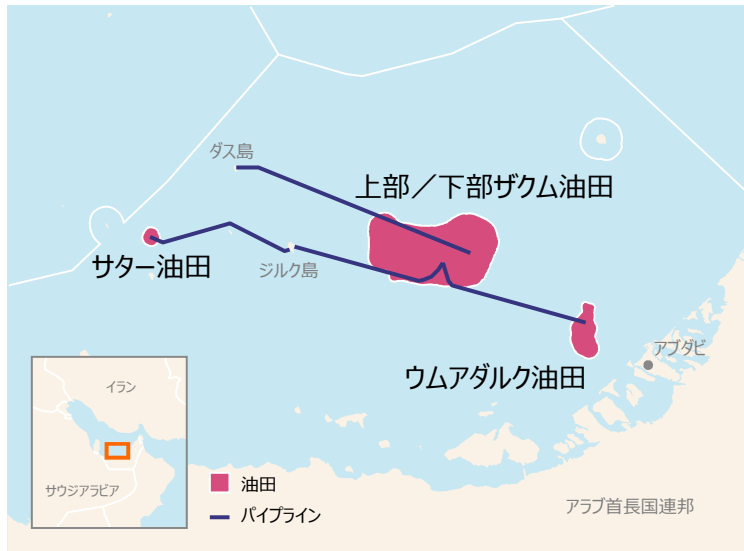
*1 探鉱、開発、生産サービス契約

*2 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。

*3 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
 - 2018APAラウンドにおいて単独入札し、2019年1月に落札
 - 3D震探処理後、DoD (Drill or Drop)に向け解釈作業を実施中。
- 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
 - 2018APAラウンドにおいて単独入札し、2019年1月に落札
 - 試掘井7221/4-1掘削
 - ポストドリル評価実施中
- ノルウェー海北西部PL 1129鉱区
 - 当社権益比率：30%
(オペレーター：Wintershall Dea Norge)
 - 鉱区取得：2021年1月19日
 - 2020APAラウンドにおいて共同応札
- ノルウェー海西部PL 1130鉱区
 - 当社権益比率：60% (オペレーター)
 - 鉱区取得：2021年1月19日
 - 2020APAラウンドにおいて共同応札



■ 上部ザクム油田(JODCO)

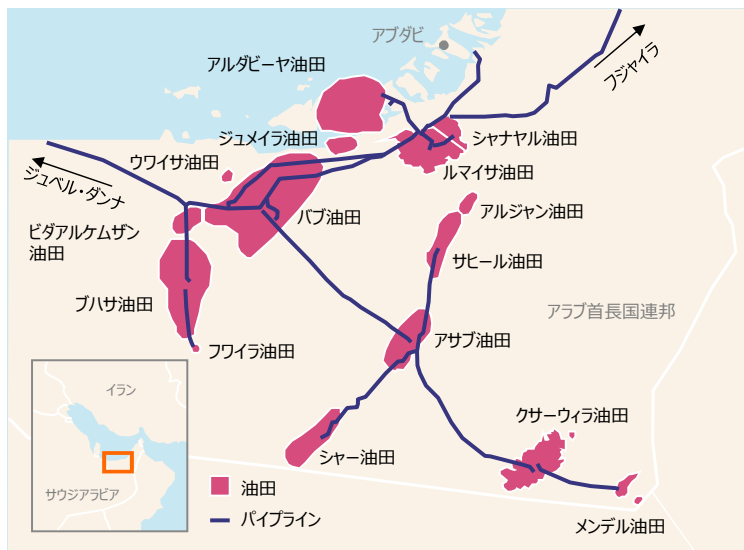
- 当社権益比率：12%
 (オペレーター：ADNOC Offshore)
- 利権契約：2051年まで

■ 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%

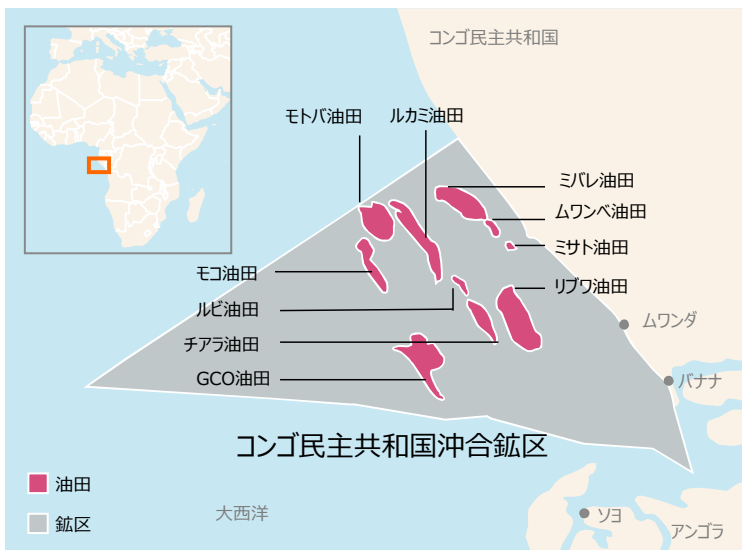
(オペレーター：ADNOC Onshore*)

■ 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。

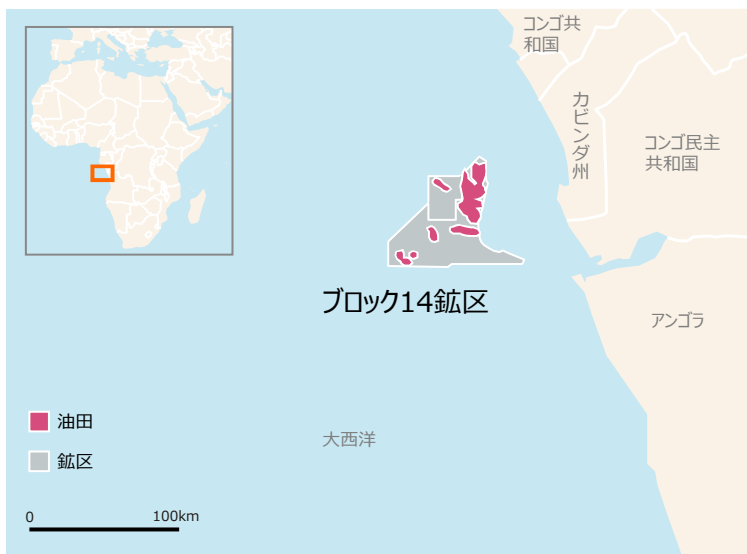


- 当社権益比率：100%
(オペレーター：JODCO Exploration Limited)
- 鉦区面積：約6,116平方キロメートル



- 当社権益比率：32.28%
(オペレーター：Perenco)
- 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

* 全鉦区ベース、2020年12月平均日産量



- 当社権益比率:9.998%
(オペレーター：Chevron)
- 生産分与契約
 - TL DA: 2028年まで
(Kuito DAとBBLT DAはTL DAに統合)
 - Lianzi: 2031年まで
- 生産量*: 日量約4.7万バレル

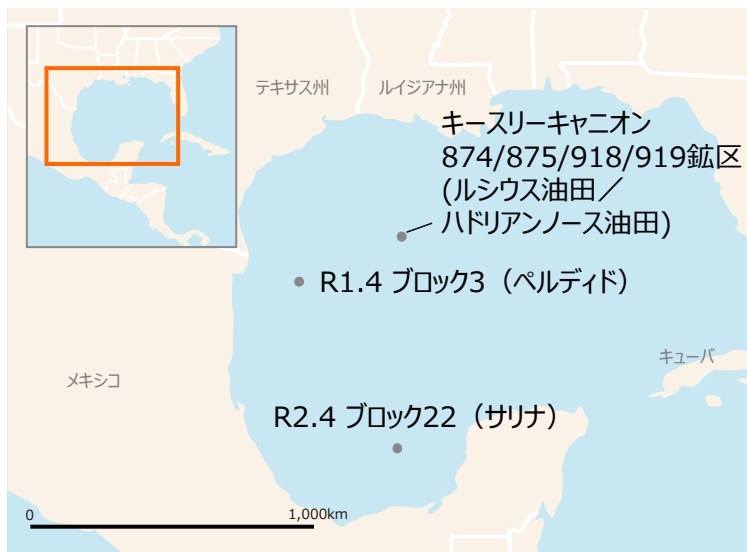
* 全鉱区ベース、2020年12月平均日産量



- 当社出資比率
 - コパ・マコヤ (ガス事業) : 70%出資 (オペレーター)
 - グアリコ オリエンタル (原油事業) : 30%出資
- ジョイントベンチャー契約 : 2006～2026年
- 生産量*1
 - 天然ガス*2 : 日量約33百万立方フィート

*1 全鉱区ベース、2020年12月平均日産量

*2 井戸元の生産量ではなく買主への販売に対応した数量



- 米国メキシコ湾ルシウス油田 / ハドリアンノース油田 (INPEX Americas, Inc.)
 - リース契約
 - 当社権益比率：10.10769% (オペレーター：Occidental)
 - 生産量*1
 - 原油：日量約4.2万バレル
 - 天然ガス*2：日量45百万立方フィート
 - マイルストーン
 - 2015年1月、原油及び天然ガスの生産開始
 - 2017年9月、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ズ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による生産を開始
 - 2021年2月 ExxonMobil社保有権益の一部を追加取得

- メキシコ領メキシコ湾北部海域R1.4 ブロック3(ペルディド) (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R2.4 ブロック22(サリナ) (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)

*1 全鉱区ベース、2020年12月平均日産量

*2 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



- 当社権益比率：100% (オペレーター*1)
- リース契約
- リース権：約9,000ネットエーカー (約36平方キロメートル)
- 生産量*2：
 - 原油：日量約0.4万バレル
 - 天然ガス：日量約8百万立方フィート
- マイルストーン
 - 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開発・生産権益を取得。
 - 2020年1月、GulfTex社からのオペレーション業務移管完了。



掘削作業現場

*1 一部を除き、当社がオペレーター

*2 当社ネット生産量、2020年12月平均日産量

■ 主要会社一覧及び石油契約*1

会社名	鉱区名またはプロジェクト名	国名	石油契約	出資比率	フェーズ
日本					
国際石油開発帝石	南長岡ガス田ほか*2	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(タンガー-LNG)	インドネシア	PS	44%	生産・開発作業中
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) *2	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 (サオバン・ダイグエット ガス田)	ベトナム	PS	100%	生産・開発作業中
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*2他	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) *2	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*2	オーストラリア	-	66.245%	生産中
INPEX Oil & Gas Australia Pty Ltd	プレリウド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

*1 2020年12月末時点

*2 オペレータープロジェクト

■ 主要会社一覧及び石油契約*1

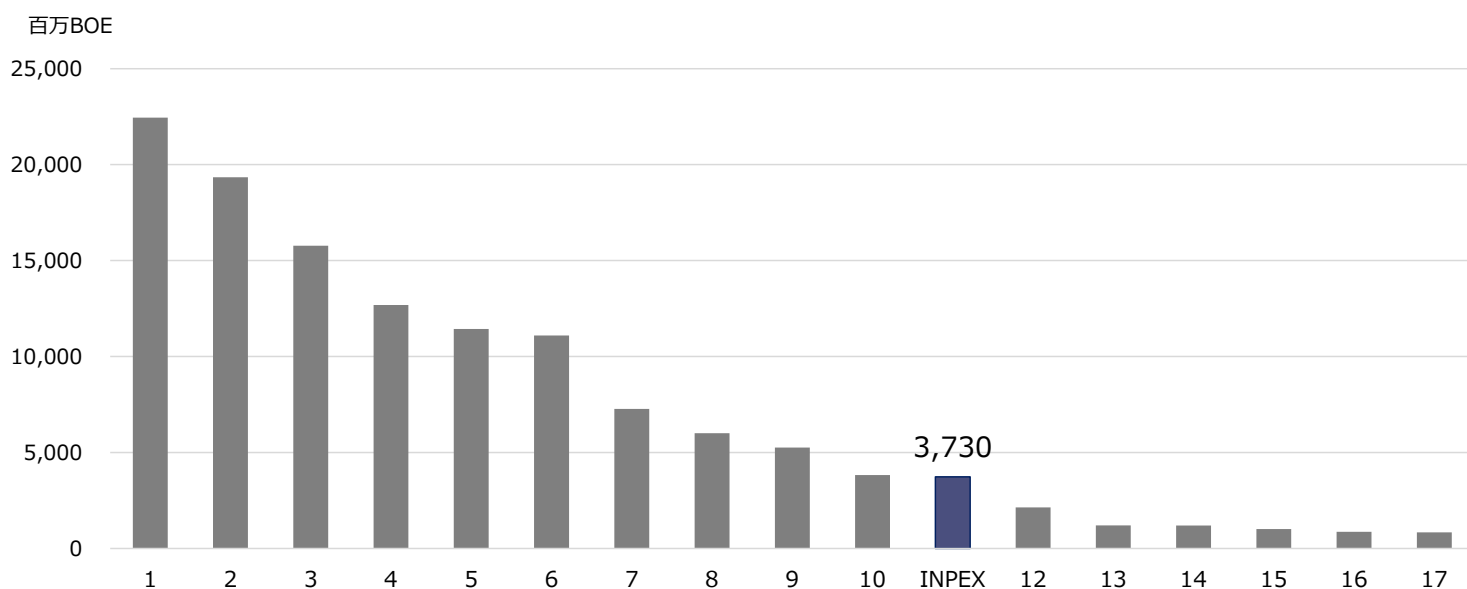
会社名	鉱区名またはプロジェクト名	国名	石油契約	出資比率	フェーズ
ユーラシア					
インベックス南西カスピ海石油	ACG油田	アゼルバイジャン	PS	51%	生産中
インベックス北カスピ海石油	カシャガン油田	カザフスタン	PS	51%	生産中
中東/アフリカ					
ジャパン石油開発	上部ザクム油田等	アラブ首長国連邦	コンセッション	100%	生産中
JODCO Lower Zakum Limited	下部ザクム油田	アラブ首長国連邦	コンセッション	100%	生産中
JODCO Onshore Limited	陸上鉱区	アラブ首長国連邦	コンセッション	51%	生産中
帝石コンゴ石油	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	ゴパ・マコア ² /グアコロエンタル	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/ハドリアンノース油田	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*3	米国	コンセッション	100%*3	生産中

*1 2020年12月末時点

*2 オペレータープロジェクト

*3 一部を除き、当社がオペレーター

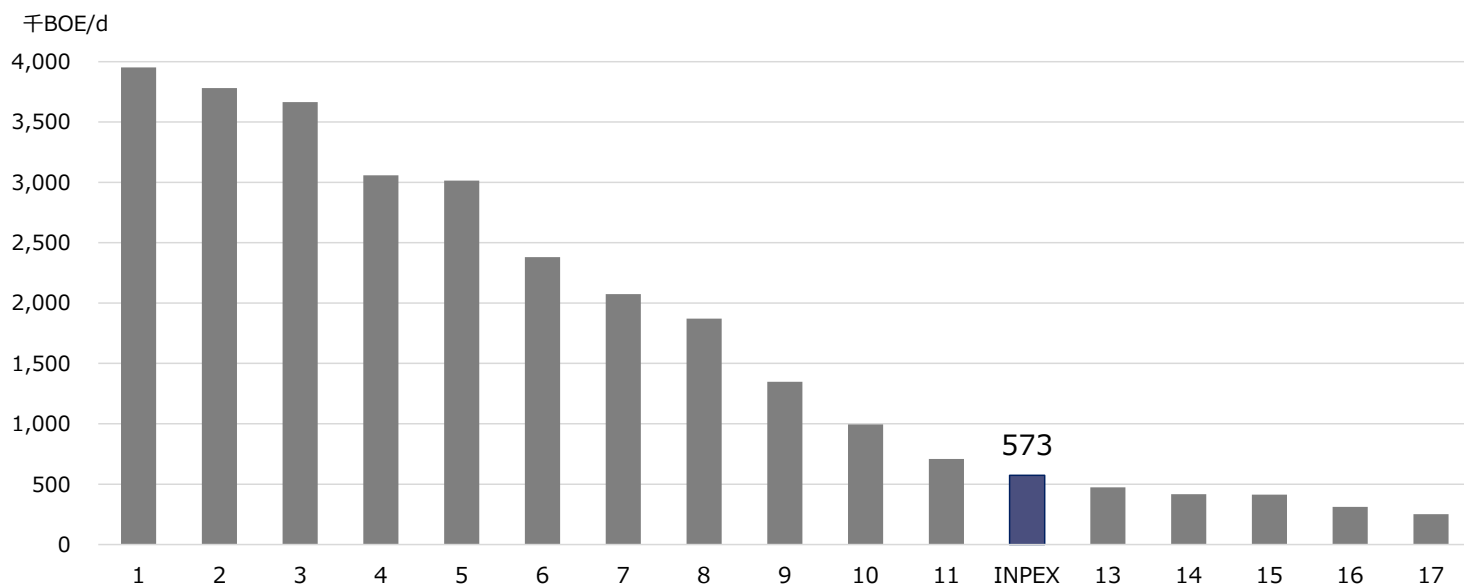
メジャー・主要な独立系石油ガス会社との確認埋蔵量の比較



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2019年6月末時点、他各社は2019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2020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。

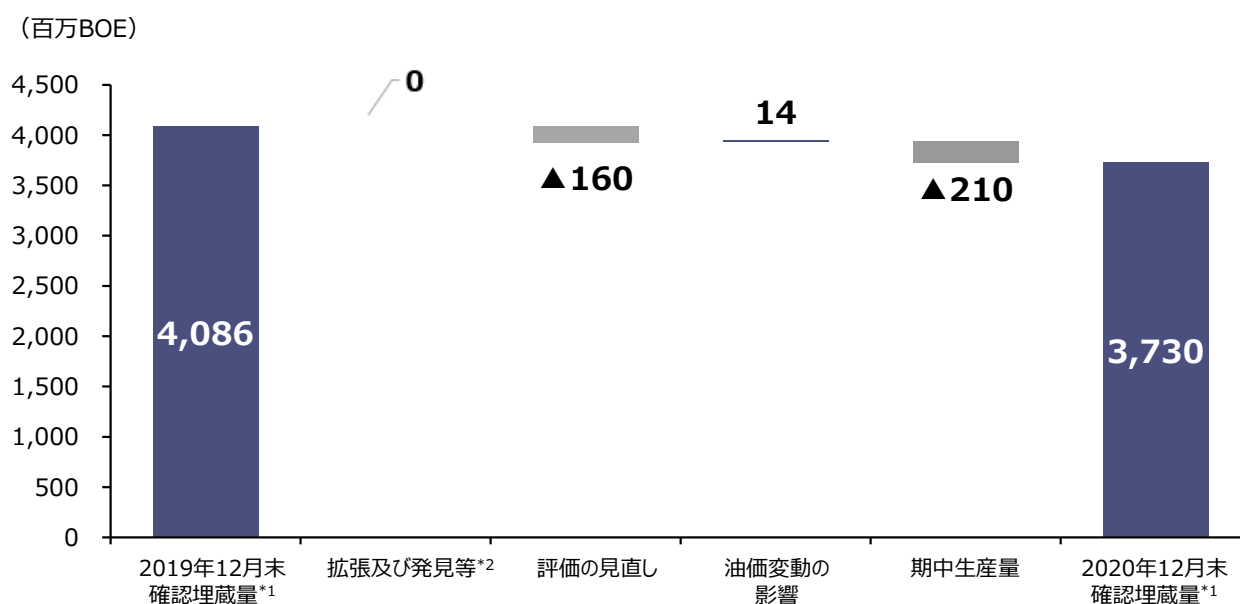


出所 下記各社の公表情報 (アルファベット順)

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

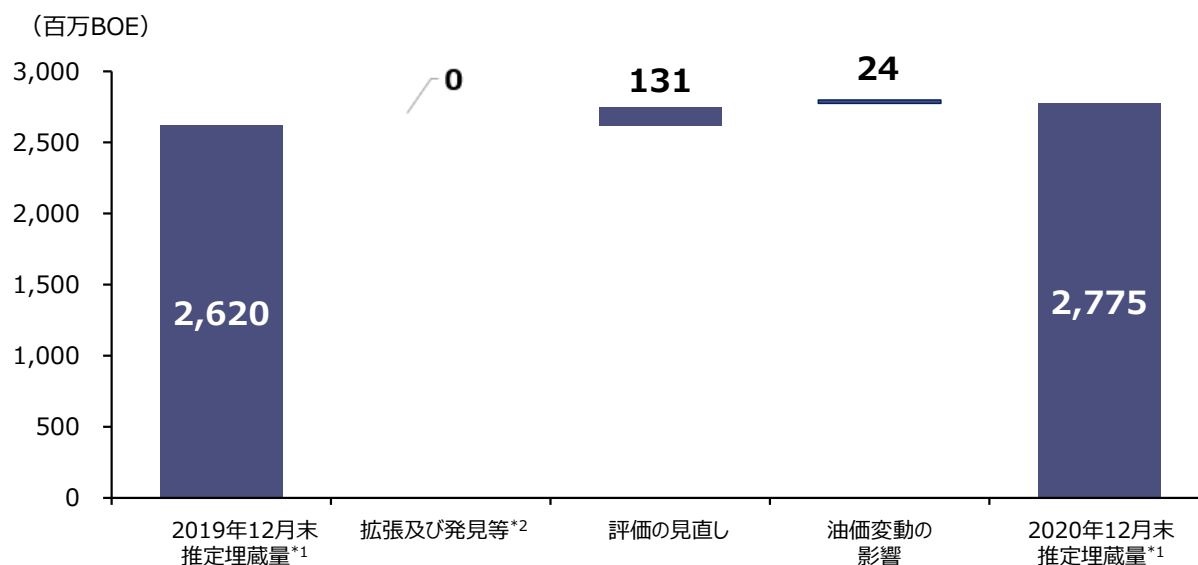
注 BHPは2019年6月期、他各社は2019年12月期であるが、当社は米国証券取引委員会(SEC) 規則に従った2020年12月期の数値。非在来型資源を含む。持分法適用関連会社の持分を含む。

確認埋蔵量の推移の要因分析



*1 確認埋蔵量の定義は、53ページに記載しております。

*2 買収及び売却等を含む。



*1 推定埋蔵量の定義は、54ページに記載しております。
 *2 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

- 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

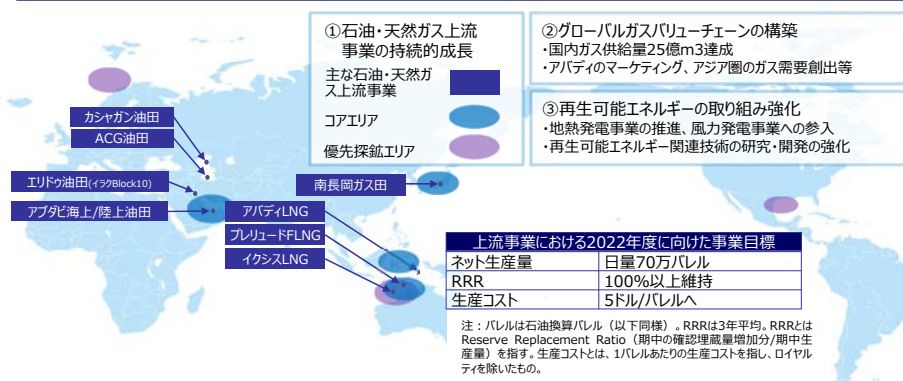
中期経営計画 2018-2022

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
**「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



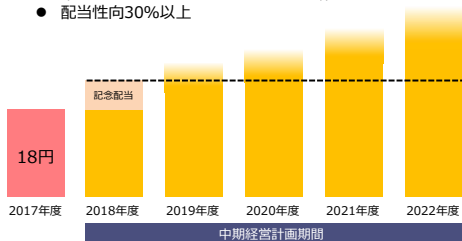
上流事業における2022年度に向けた事業目標

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

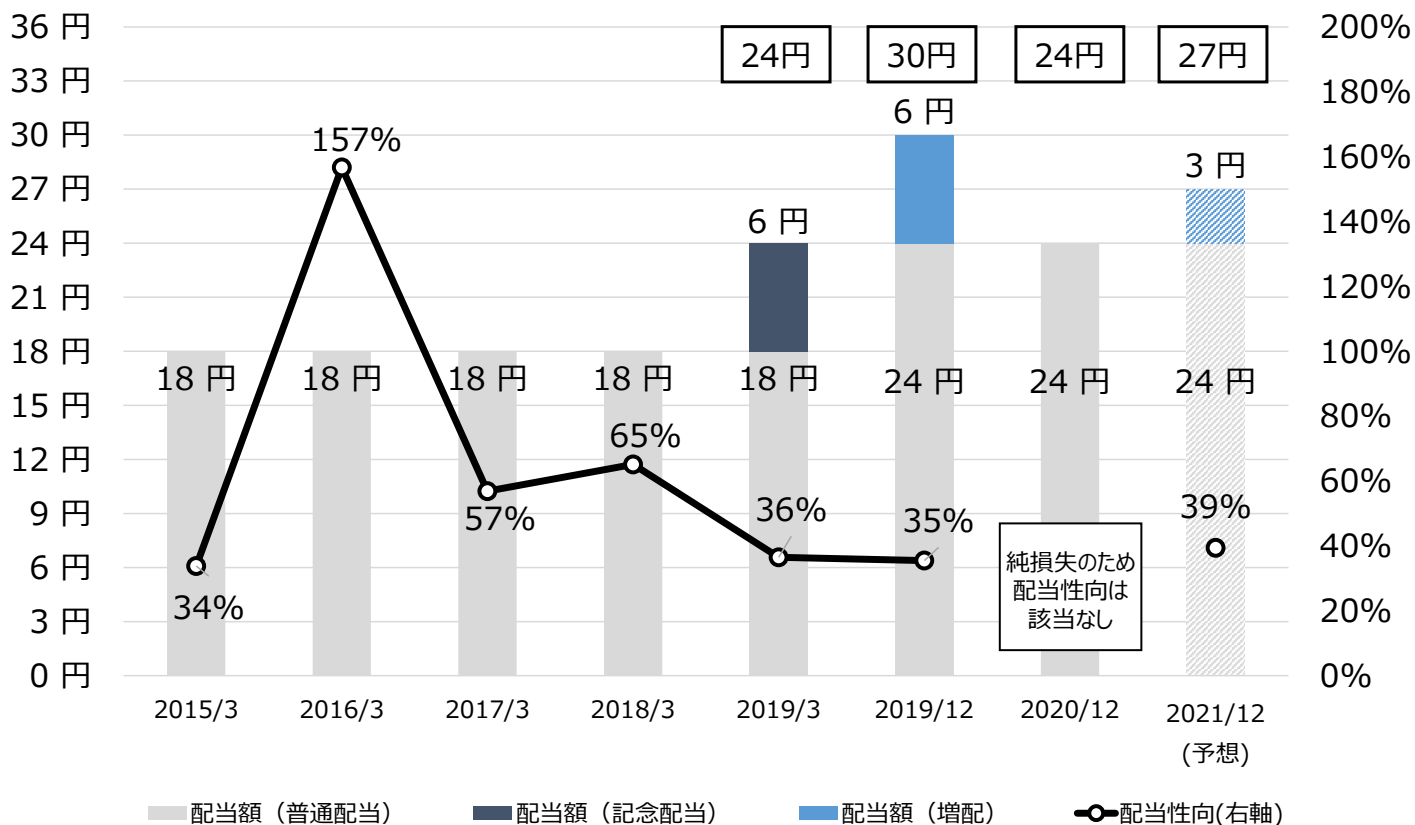


経営目標

	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%以上を目標）
- ✓ 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リティは、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。



ESG (環境・社会・ガバナンス) への取組み

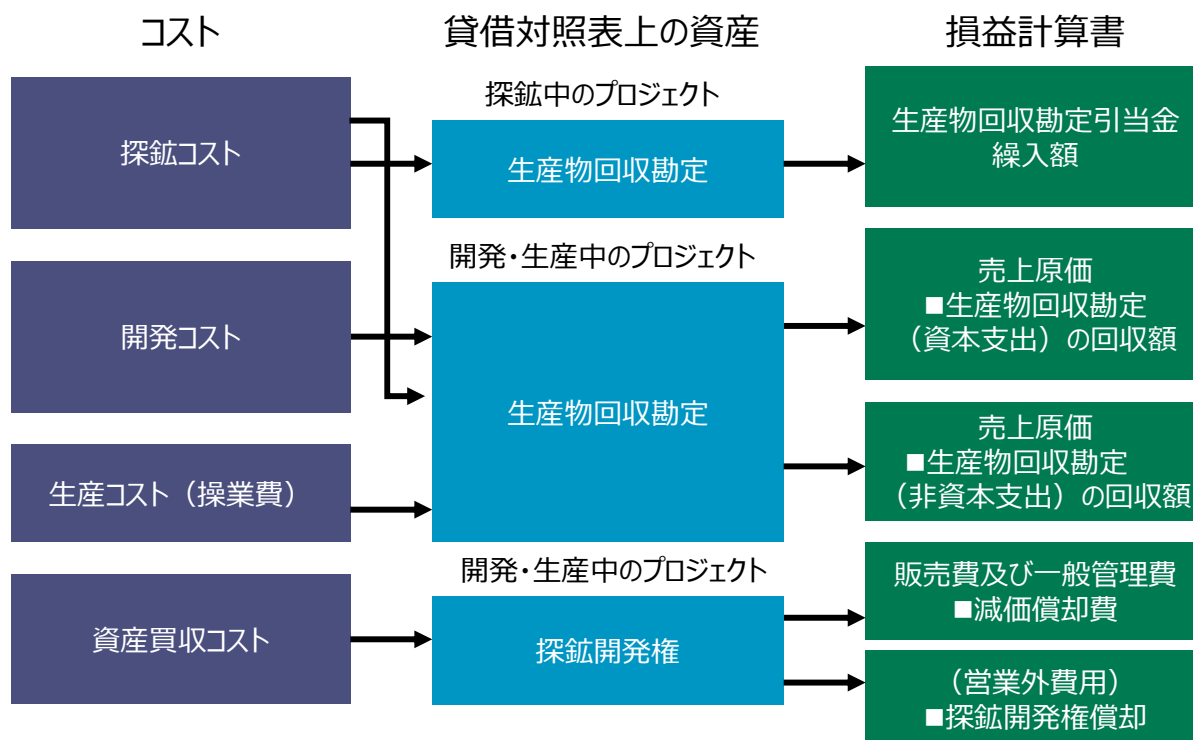
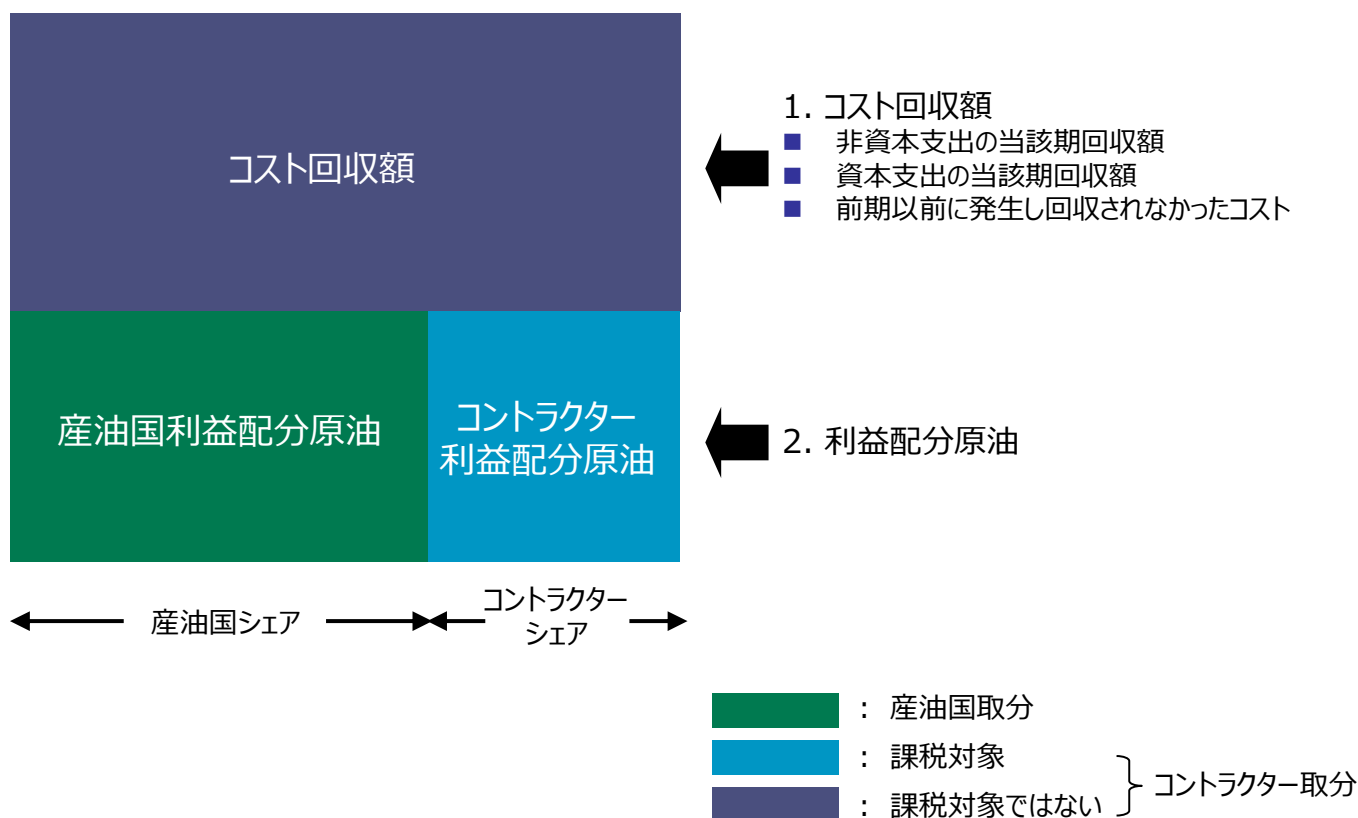
- 6つのCSR重点テーマを中心に、事業を通じてESG各分野で責任ある企業としての取組みを推進

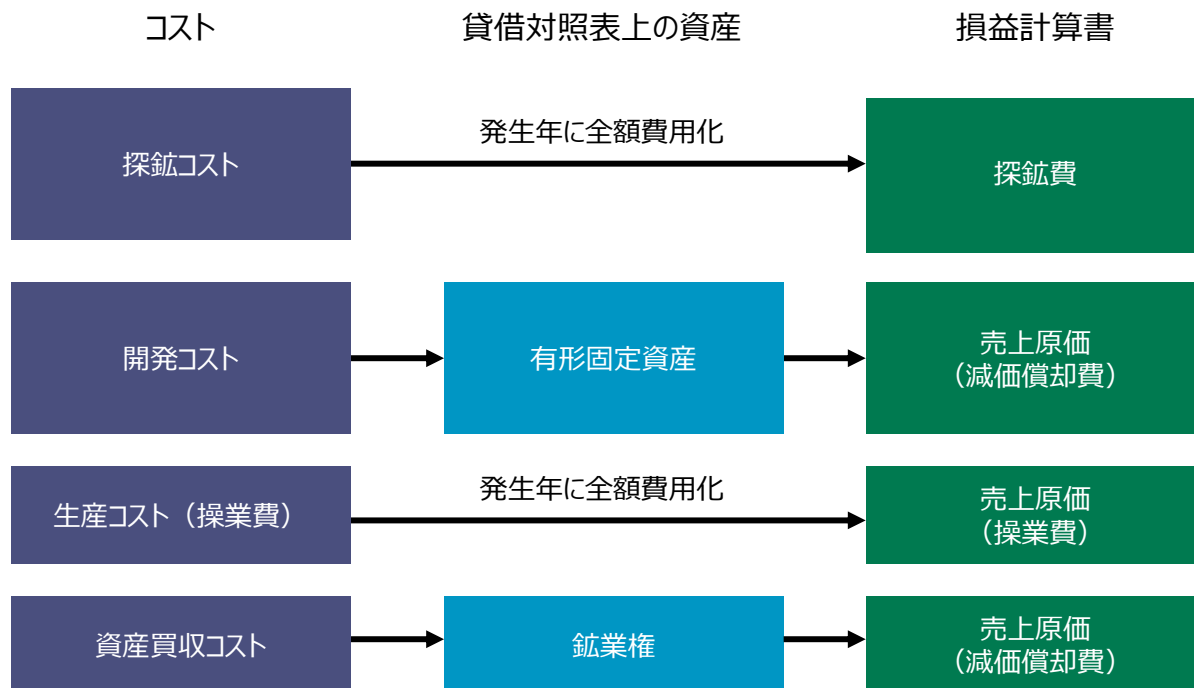


- 主要ESGインデックスへの組入れ状況ならびに社外評価

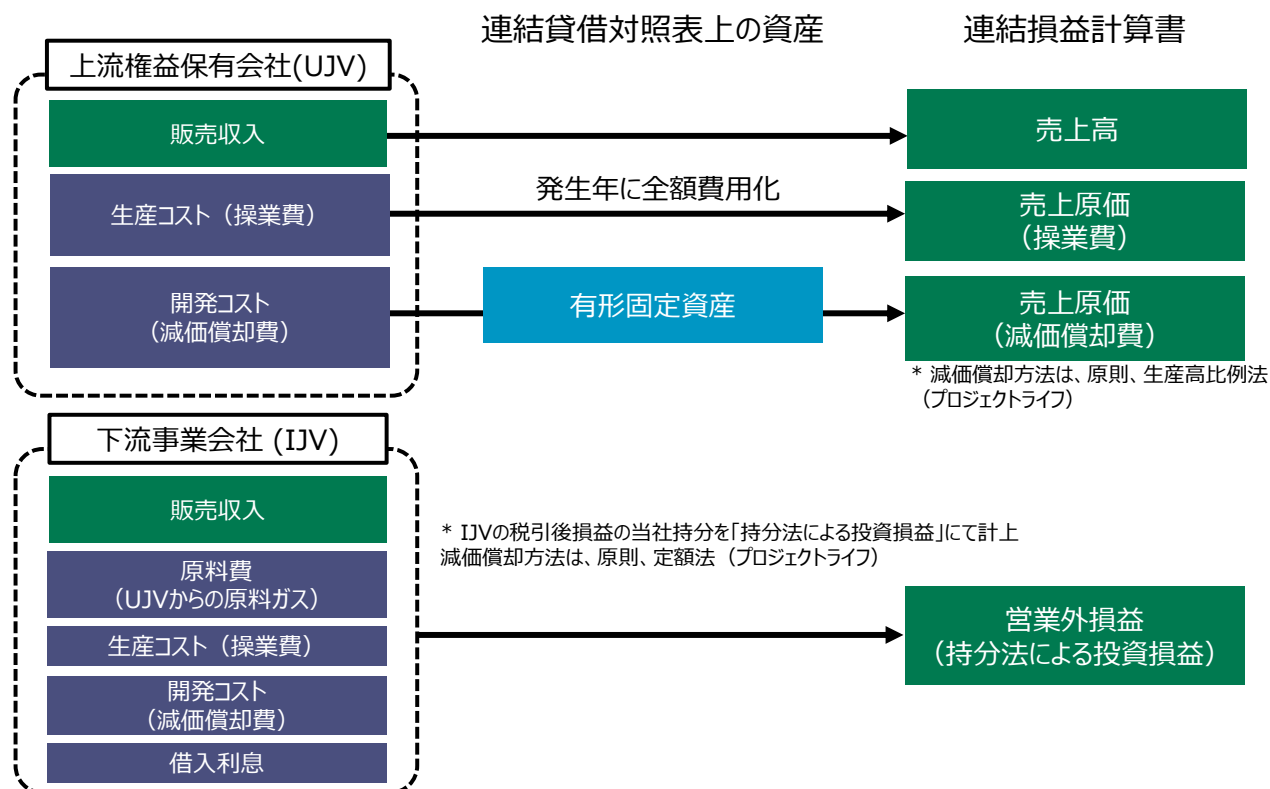
▶ 主要なESG評価機関より高い評価を獲得、国内外のESG投資インデックスの構成銘柄に選定

FTSE 4Good Developed Index FTSE 4Good Japan Index FTSE Blossom Japan Index 	MSCI ESG Leaders Indexes MSCIジャパンESGセレクト・リーダーズ指数 MSCI日本株女性活躍指数 (WIN) 2020 CONSTITUENT MSCIジャパン ESGセレクト・リーダーズ指数 2020 CONSTITUENT MSCI日本株 女性活躍指数 (WIN)	S&P/JPXカーボン・エフィシエント指数
SOMPOサステナビリティ・インデックス 2020 	CDP2020「気候変動」スコア：A- 	S&P Sustainability Yearbook Member Sustainability Award Industry Mover 2021

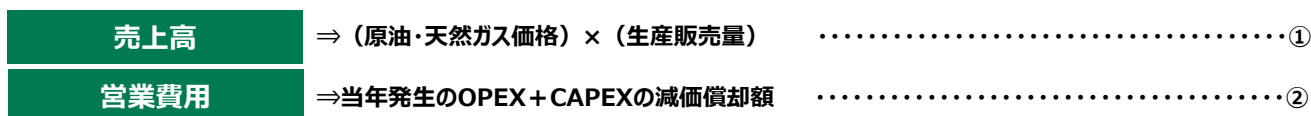




イクシスLNGプロジェクトの会計処理 (概略図)



* 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。
* コストは主なもの



PRRT (Petroleum Resource Rent Tax)
 = (上流収益 - 上流CAPEX・OPEX支出額 - 探鉱費 - 廃坑費 - PRRT繰越欠損金) × 40% ...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%またはLTBRまたはGDP deflator
 - 探鉱費分に対しては、LTBR+15%またはLTBR+5%またはGDP deflator

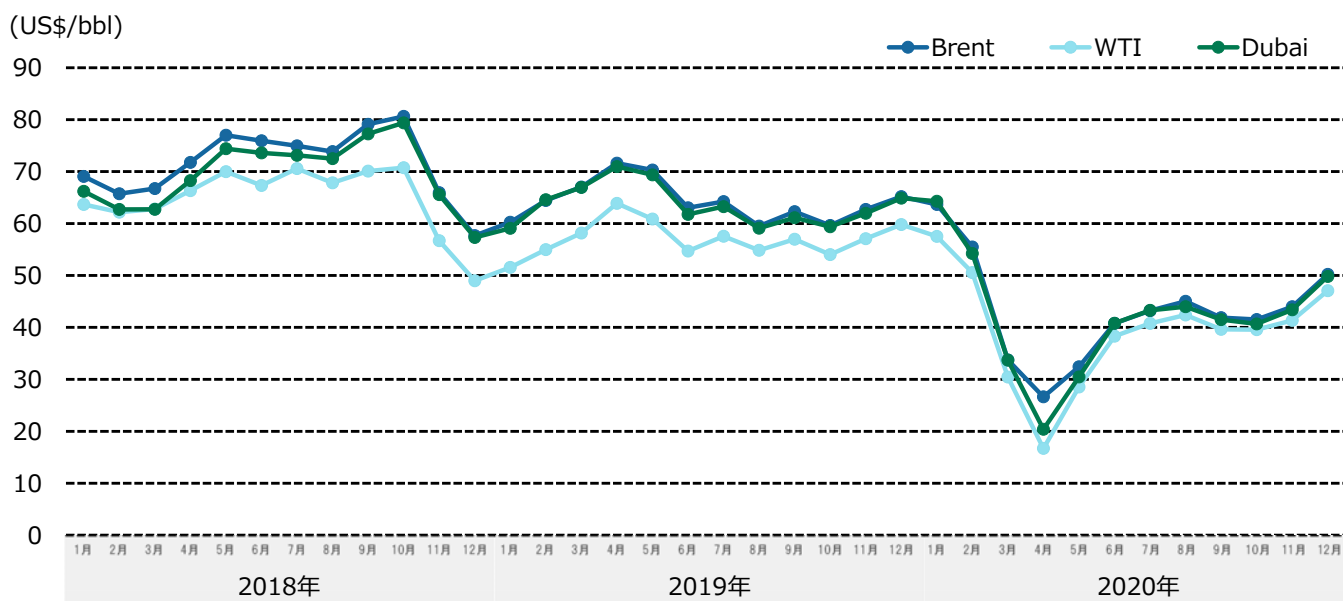
※生産ライセンスの申請時期、探鉱費・開発費の支出時期、支出からの経過年数等によって適用される金利レートが異なる。LTBRはLong Term Bond Rate、GDP deflatorは豪州のGDPデフレーター。

豪州法人税 = (① - ② - ③ - 支払利息) × 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る。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る。

※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



	2019年1-12月	2019年12月期 (4-12月)	2020年												2020年12月期 (1-12月)
	平均	平均	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	平均
Brent	64.18	64.27	63.67	55.48	33.73	26.63	32.41	40.77	43.22	45.02	41.87	41.52	43.98	50.22	43.21
WTI	57.03	57.74	57.53	50.54	30.45	16.70	28.53	38.31	40.77	42.39	39.63	39.55	41.35	47.07	39.40
Dubai	63.53	63.53	64.29	54.22	33.70	20.39	30.47	40.79	43.28	43.99	41.50	40.66	43.39	49.82	42.21