

2021年12月期 決算説明会

参考データ集

2022年2月10日



連結子会社および持分法適用関連会社

INPEX

連結子会社 57社

主な連結子会社	国（地域）名	出資比率	フェーズ	決算期
INPEX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
INPEX Oil & Gas Australia Pty Ltd	オーストラリア	100%	生産中	12月
INPEX南西カスピ海石油	アゼルバイジャン	51%	生産中	12月
INPEX北カスピ海石油	カザフスタン	51%	生産中	12月
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	65.76%	生産中	12月
JODCO Lower Zakum Limited	アラブ首長国連邦	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	フェーズ	決算期
Ichthys LNG Pty Ltd	オーストラリア	66.245%	生産中	12月
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

■ 2021年12月期

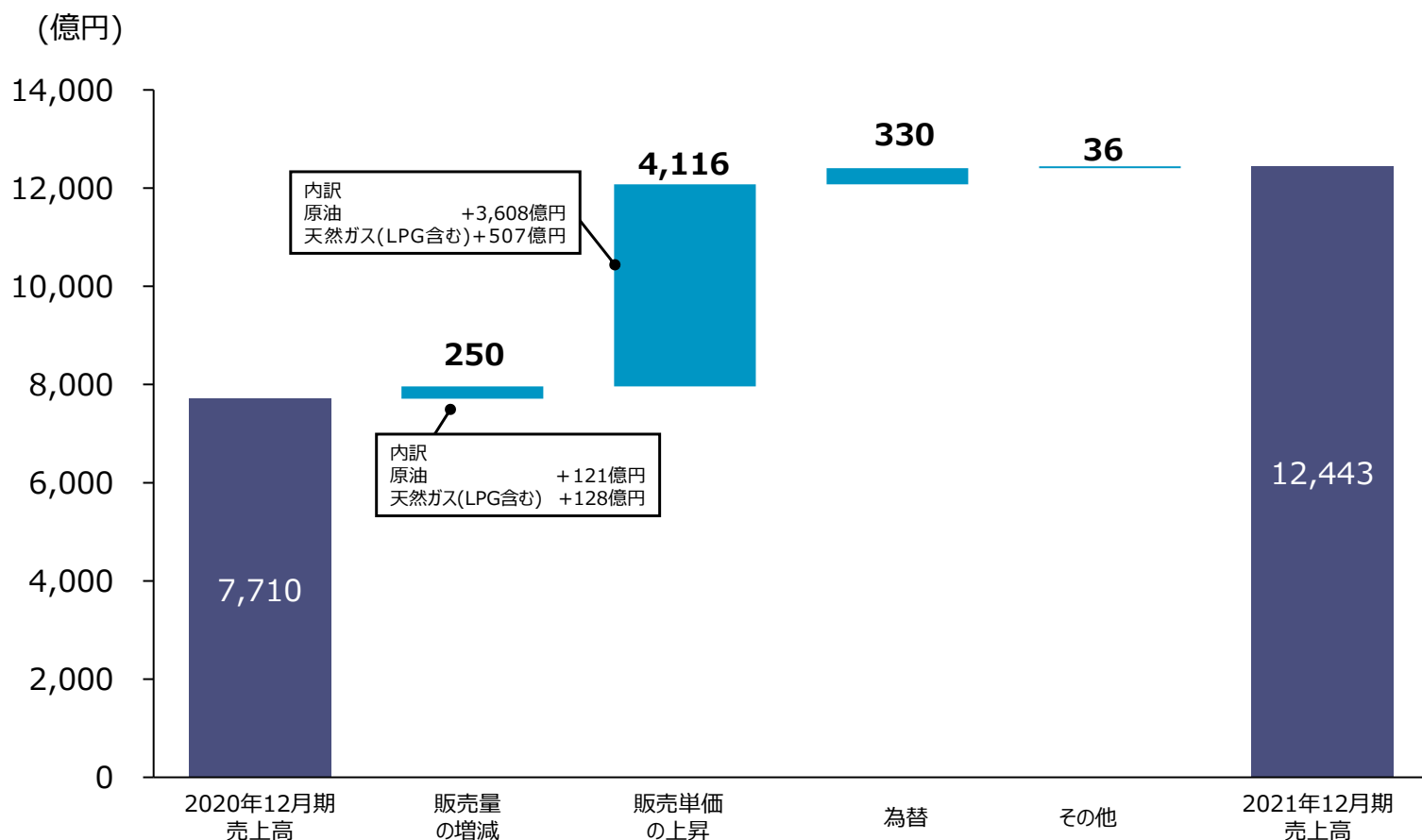
(単位：百万円)

	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	130,089	363,989	116,959	618,161	24,240	1,253,440	△ 9,070	1,244,369
セグメント利益又は損失 (△)	11,464	175,542	30,909	376,065	10,276	604,259	△ 13,602	590,657

*1 セグメント利益の調整額△13,602百万円は、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。

売上高 増減要因分析



	2020年12月期	2021年12月期	増減	増減率
売上高 (億円)	27	68	41	151.7%

販売量 (千bbl)	257	710	453	176.6%
海外生産分平均単価 (\$/bbl)	35.54	60.21	24.67	69.4%
国内生産分平均単価 (¥/kg)	60.77	89.32	28.55	47.0%
平均為替 (¥/\$)	106.47	110.16	3円69銭円安	3.5%円安

地域別販売量 (千bbl)	2020年12月期	2021年12月期	増減	増減率
日本	2 (0.2千トン)	2 (0.2千トン)	△ 0 (△0.0千トン)	△ 2.8%
アジア・オセアニア	254	707	453	178.4%
ユーラシア (欧州・NIS諸国)	-	-	-	-
中東・アフリカ	-	-	-	-
米州	-	-	-	-
合計	257	710	453	176.6%

営業外収益・費用

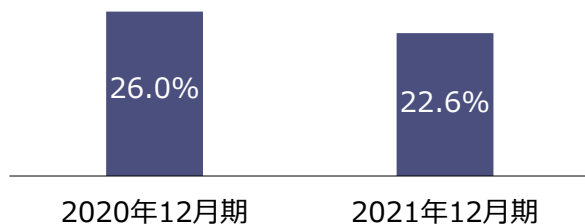
(億円)	2020年12月期	2021年12月期	増減	増減率
営業外収益	638	1,122	484	75.9%
受取利息	334	311	△ 23	△ 7.1%
受取配当金	67	74	7	10.7%
持分法による投資利益	-	388	388	-
生産物回収勘定引当金戻入益	-	75	75	-
その他	235	272	36	15.6%
営業外費用	549	452	△ 96	△ 17.6%
支払利息	190	137	△ 53	△ 28.0%
持分法による投資損失	129	-	△ 129	△ 100.0%
生産物回収勘定引当金繰入額	25	-	△ 25	△ 100.0%
探鉱事業引当金繰入額	0	-	△ 0	△ 100.0%
為替差損	82	67	△ 14	△ 18.3%
固定資産除却損	0	59	58	-
その他	119	188	68	57.5%

(百万円)	2020年12月期	2021年12月期	増減	備考
親会社株主に帰属する純利益	△ 111,699	223,048	334,747	P/L
非支配株主に帰属する純損益	7,893	△ 9,123	△ 17,016	P/L
減価償却相当額	215,549	272,276	56,727	
減価償却費	174,098	203,184	29,086	C/F コンセッション契約及びび販管費に係る減価償却費
のれん償却額	6,760	6,856	96	C/F
生産物回収勘定 (資本支出) の回収額	34,691	62,236	27,545	C/F PS契約に係る減価償却費相当額
探鉱費相当額	11,642	△ 1,127	△ 12,769	
探鉱費	9,074	6,445	△ 2,629	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	-	△ 7,572	△ 7,572	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	2,566	-	△ 2,566	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	61,882	△ 119,941	
法人税等調整額	△ 12,926	34,094	47,020	P/L
為替差損益	4,809	13,618	8,809	C/F
減損損失	189,940	14,170	△ 175,770	P/L
税引後ネット支払利息	△ 10,359	△ 12,504	△ 2,145	P/L 税引後の支払利息一受取利息
EBIDAX	294,849	534,452	239,603	

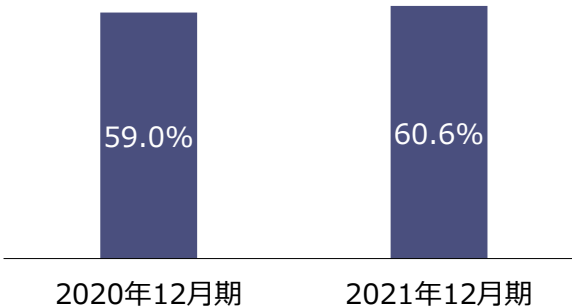
生産物回収勘定の増減推移

(百万円)	2020年12月期	2021年12月期	備考
生産物回収勘定 (期首)	568,377	575,544	
増加：			
探鉱投資	3,584	1,014	主にイイク Block10
開発投資	28,865	27,949	主にACG、カヤガン、コソソ
操業費	17,188	17,553	主にACG、カヤガン、コソソ
その他	6,184	3,566	
減少：			
コスト回収 (CAPEX)	34,691	62,236	主にACG、カヤガン
コスト回収 (Non-CAPEX)	13,965	15,222	主にACG、カヤガン
生産物回収勘定 (期末)	575,544	548,170	主にカヤガン
生産物回収勘定引当金	69,441	61,871	

純有利子負債／使用総資本（ネット）*1



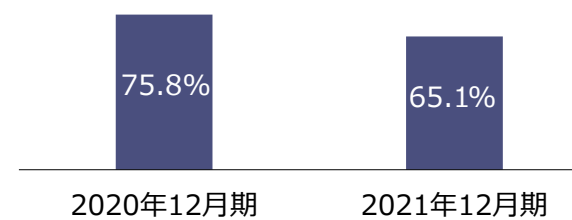
自己資本比率*2



D/Eレシオ（ネット）*3



イクシス下流IJV含むD/Eレシオ（ネット）*3



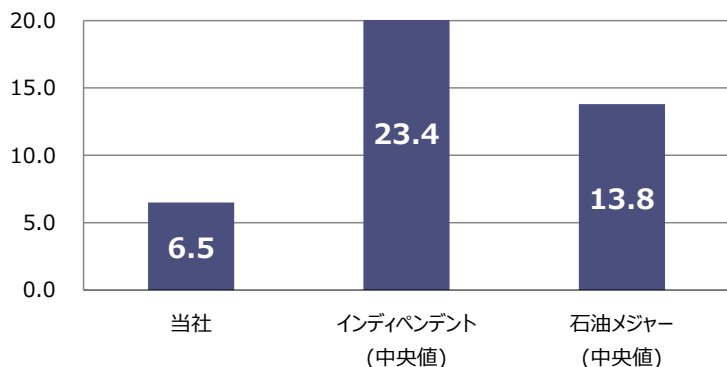
*1 純有利子負債／使用総資本（ネット） = (有利子負債 - 現金及び預金) / (純資産 + 有利子負債 - 現金及び預金)

*2 自己資本比率 = (純資産 - 非支配株主持分) / 総資産

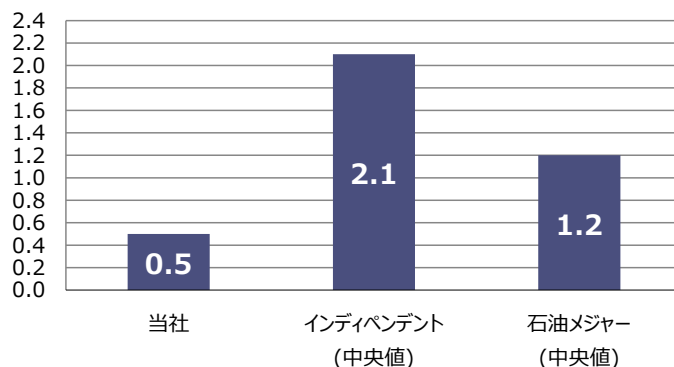
*3 D/Eレシオ（ネット） = (有利子負債 - 現金及び預金) / (純資産 - 非支配株主持分)

当社バリュエーション指標

EV／確認埋蔵量*1



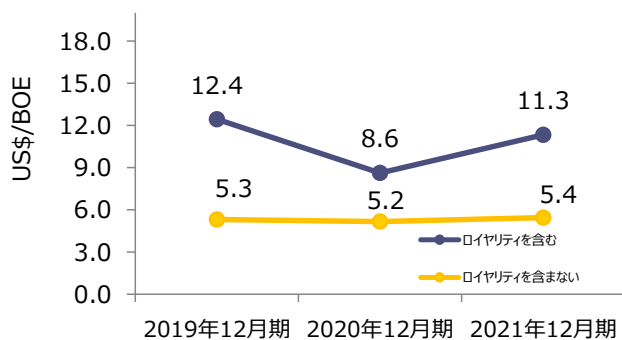
PBR*2



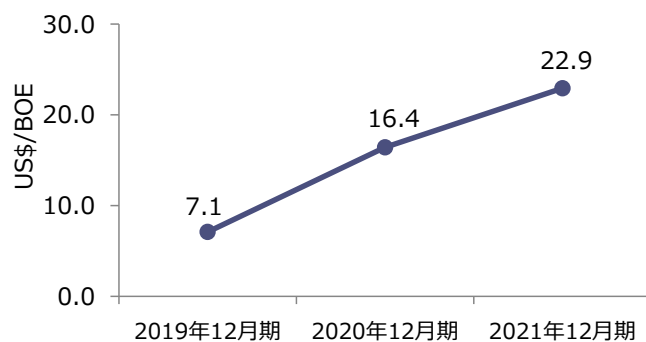
*1 EV（企業総価値）／確認埋蔵量 = (時価総額 + 総有利子負債 - 預金及び現金同等物 + 少数株主持分) / 確認埋蔵量。時価総額は2021年12月30日時点。財務数値は2021年9月末時点（但し、一部2021年6月末時点）。確認埋蔵量は、2020年12月末時点。財務数値、確認埋蔵量は各社開示資料より。

*2 PBR = 株価／一株当たり純資産。時価総額は2021年12月30日時点。財務数値は2021年9月末時点（但し、一部2021年6月末時点）。財務数値は各社開示資料より。

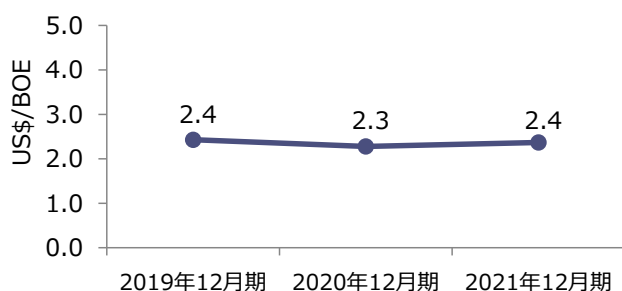
原油換算1バレル当たりの生産コスト



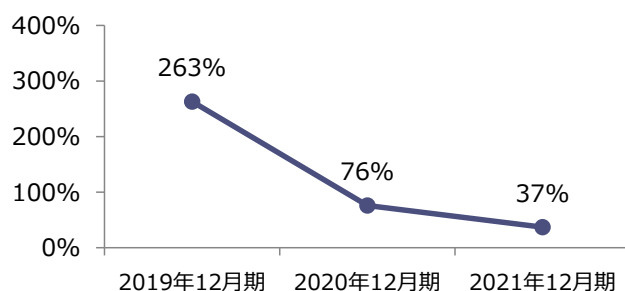
原油換算1バレル当たりの探鉱・開発コスト (3年平均)



原油換算1バレル当たりの販売費及び一般管理費

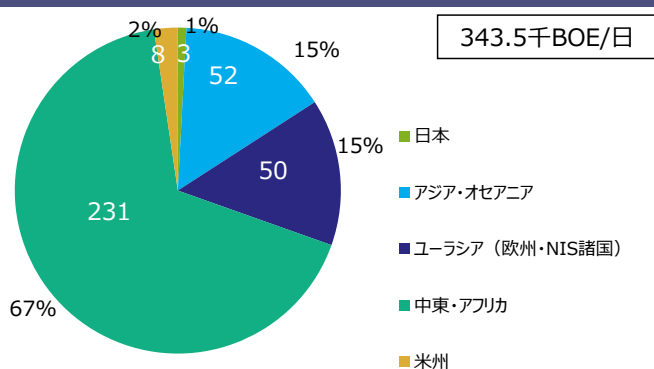


リザーブリプレースメントレシオ (3年平均)

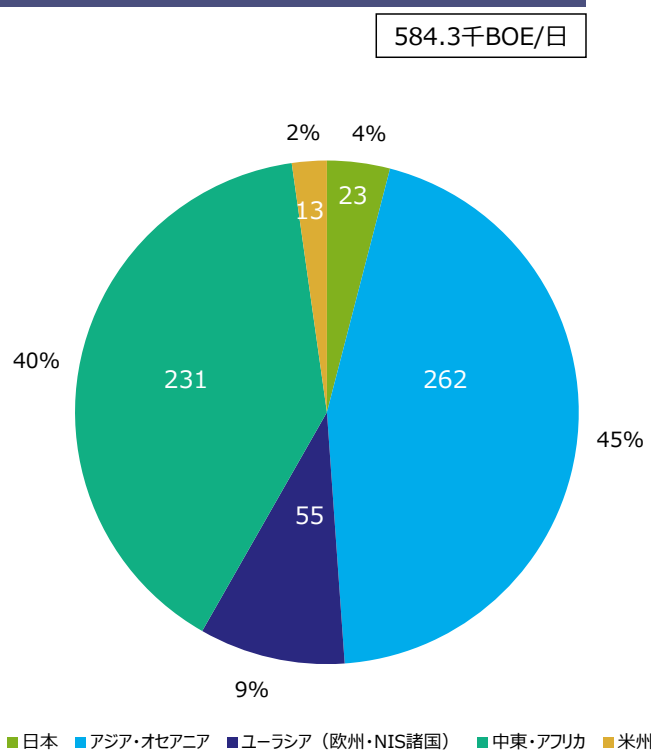


2021年12月期 ネット生産量

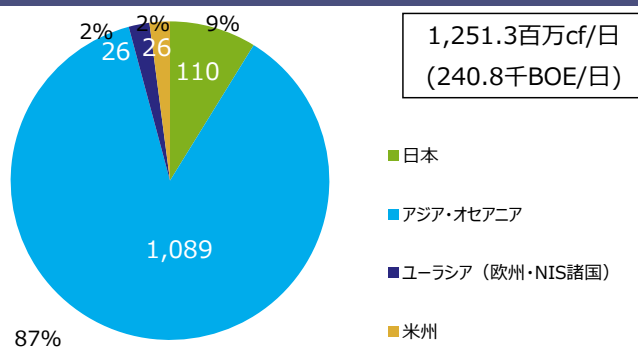
原油・コンデンセート・LPG



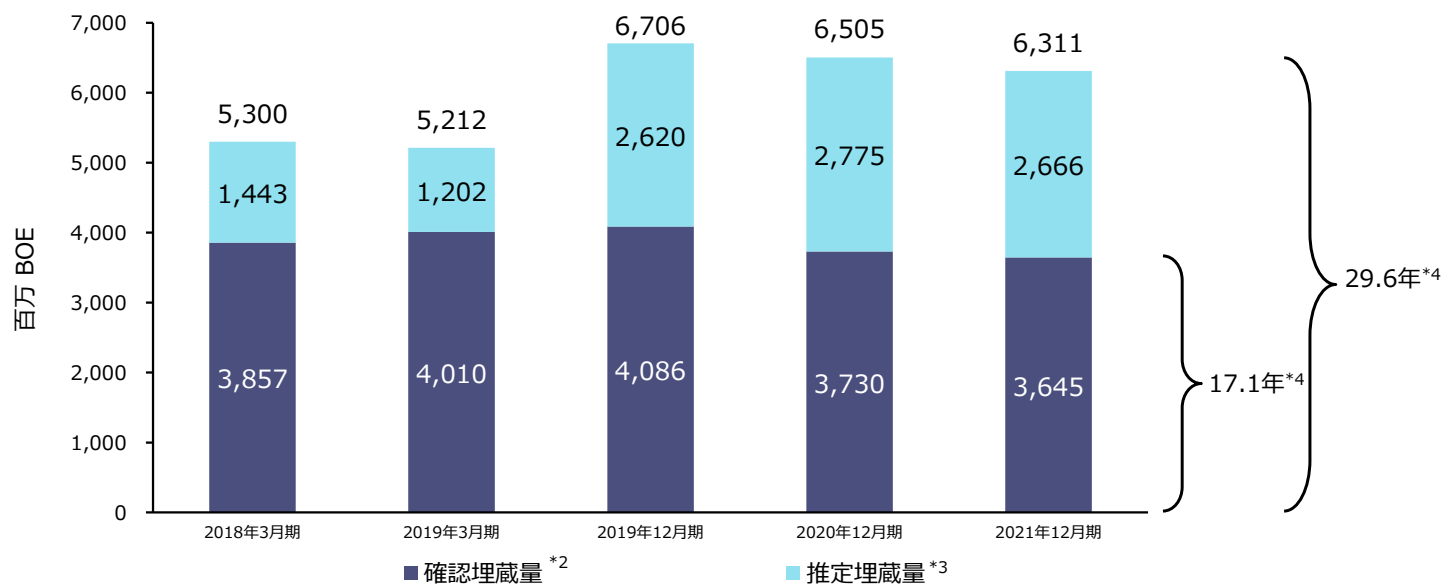
原油・天然ガス合計



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。



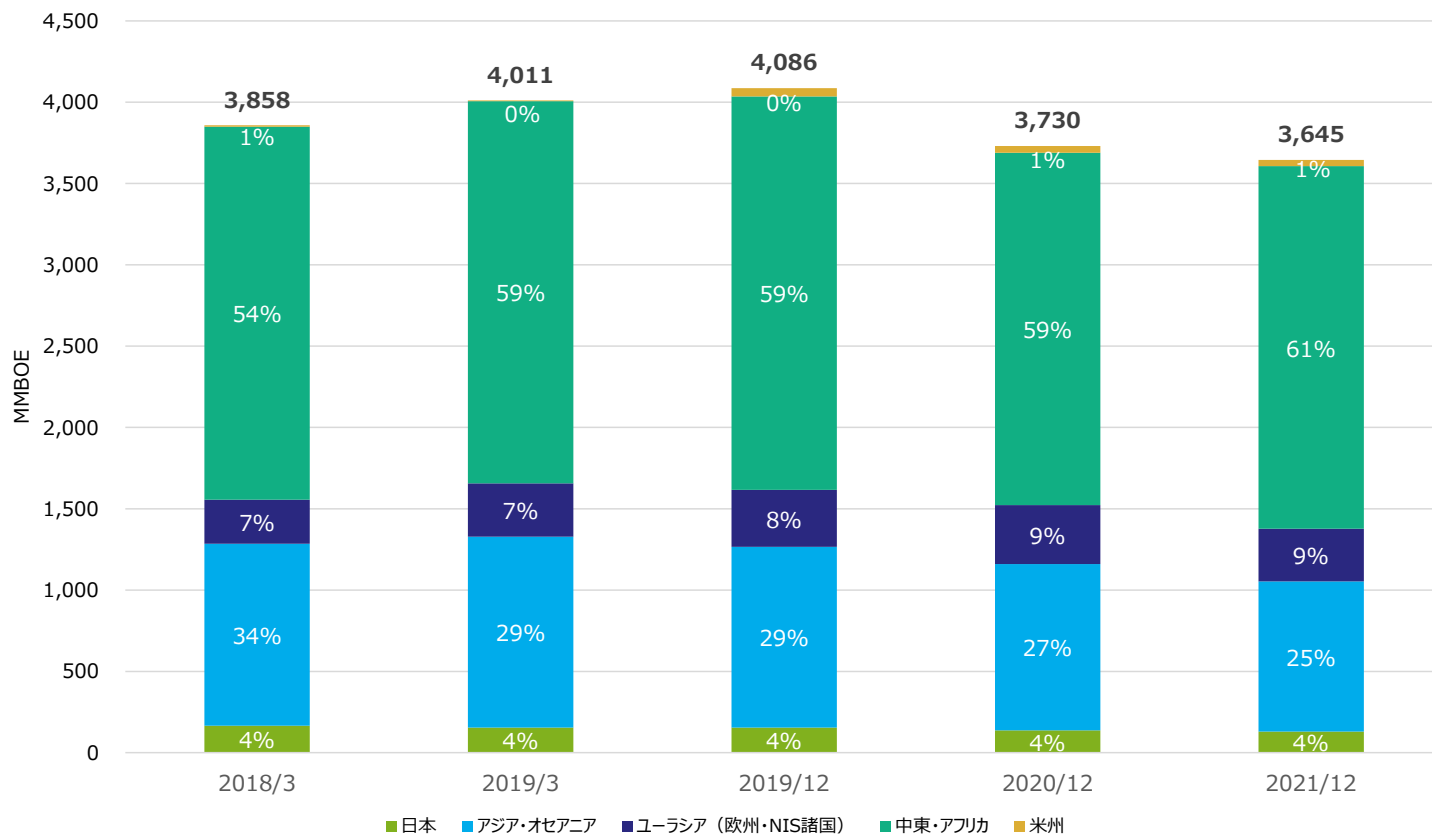
*1 埋蔵量は、持分法適用関連会社を含む当社グループの主要なプロジェクトを対象とし、今後の開発投資が巨額であり、将来の業績への影響が大きいと考えられるプロジェクトについては、DeGolyer & MacNaughton社にて、その他については自社にて、評価・算定した値です。

*2 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。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。

*3 推定埋蔵量は、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、評価・算定しています。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。

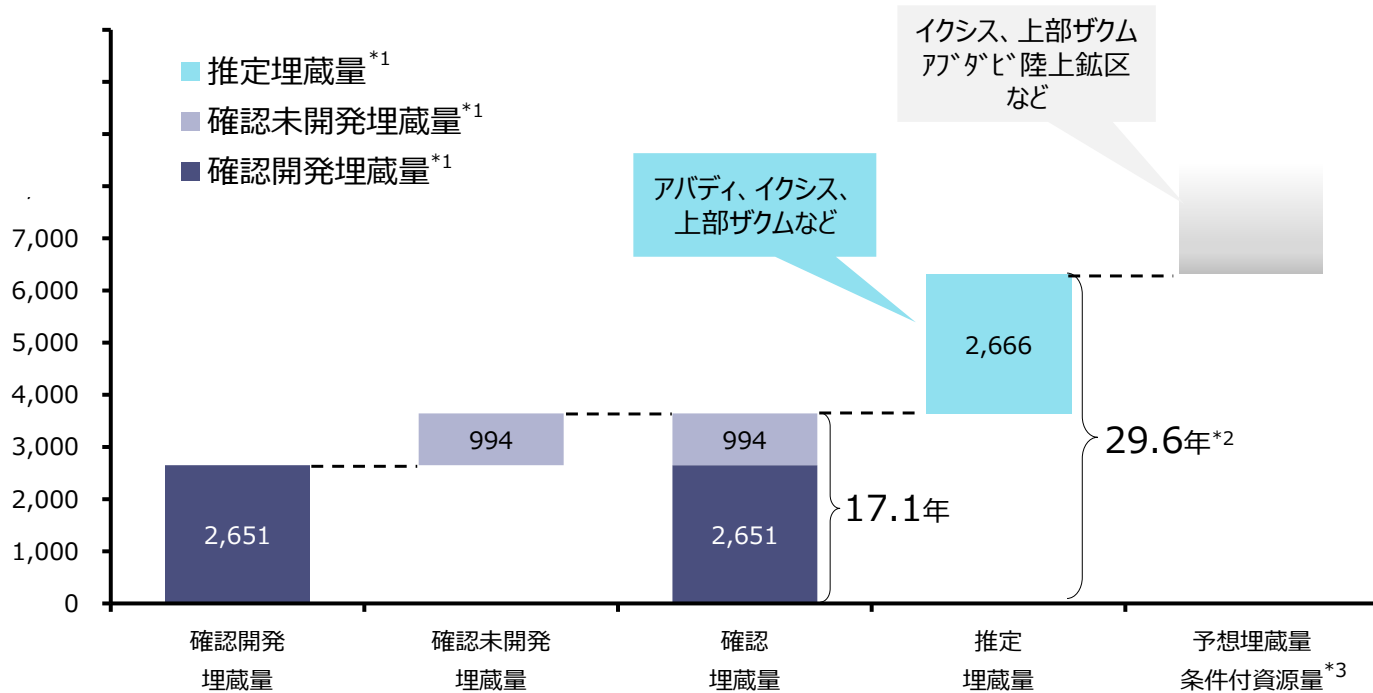
*4 可採年数 = 2021年12月末「確認埋蔵量」または「確認埋蔵量 + 推定埋蔵量」/ 2021年12月期生産量実績

地域別確認埋蔵量



* 確認埋蔵量の定義は、51ページに記載しております。

百万BOE



*1 確認埋蔵量及び推定埋蔵量の定義は、51、52ページに記載しております。

*2 可採年数 = (2021年12月末「確認埋蔵量」+「推定埋蔵量」) / (2021年12月期生産実績)

*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。

中期経営計画2022-2024における目標 (GHG原単位)

指標	2024年12月期目標
GHG原単位 ^{*1}	2030年目標 ^{*2} の達成に向け、3年間で10% (4.1kg/boe ^{*3}) 以上低減

GHG排出量・原単位実績

	2019年	2020年	2021年 ^{*4}
Scope1 (千トン-CO2e)	8,557	7,328	7,320
Scope2 (千トン-CO2e)	204	179	136
GHG原単位 (kg-CO2e/boe)	41	35	33

*1 GHG原単位 = (エクイティシェア排出量 (Scope 1+2) - オフセット) ÷ ネット生産量

*2 2019年排出原単位41.1kg/boeから30%以上低減

*3 Barrels of oil equivalent ; 原油換算バレル

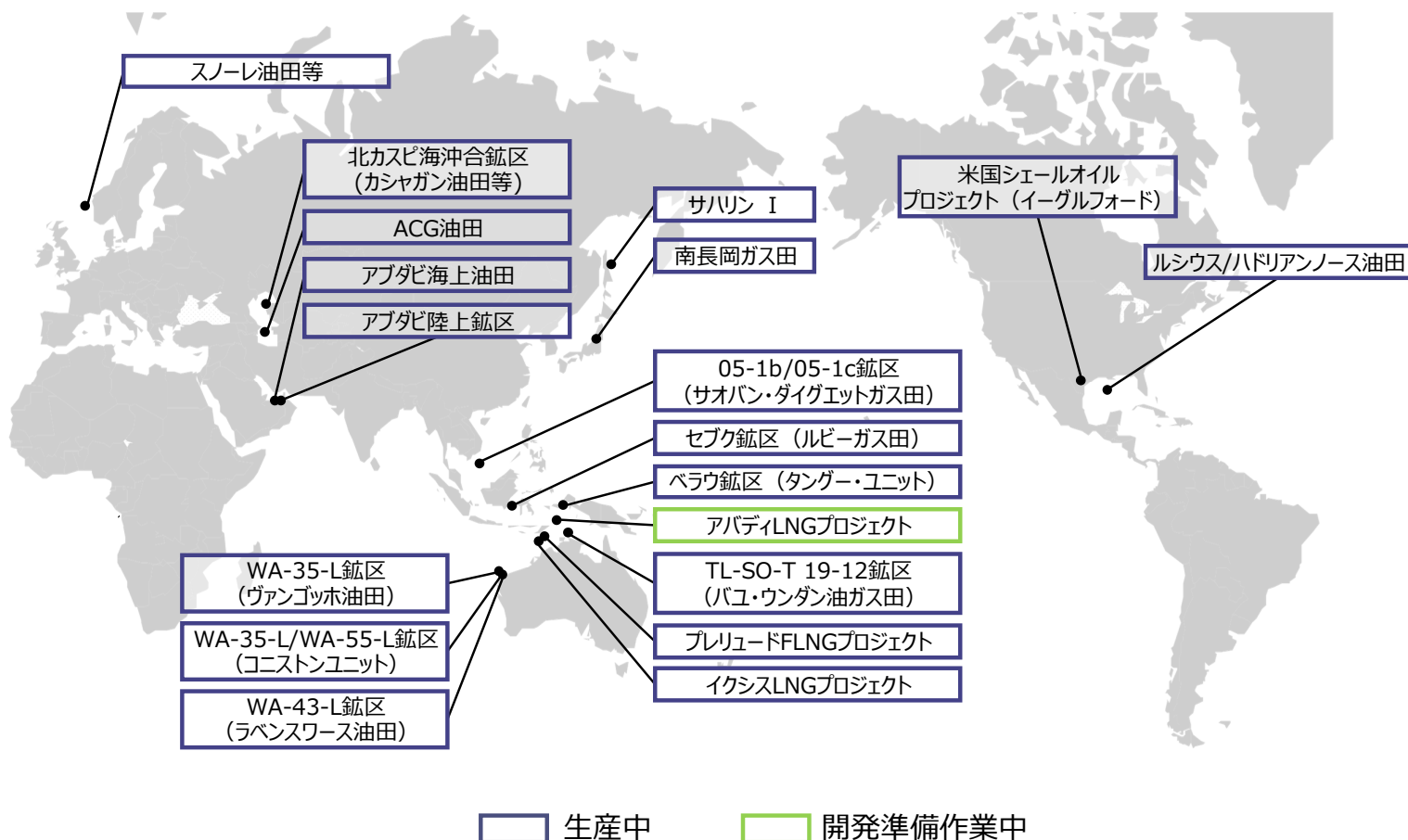
*4 2021年12月末時点で確認可能な排出量の暫定値

石油・天然ガス上流プロジェクト参考データ

INPEX

主な石油・天然ガス上流事業の生産・開発プロジェクト

INPEX





■ 生産量*1

- 天然ガス：約2.9百万m³/日 (108百万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

- 2021年12月期販売量：22.0億m³
- 2022年12月期販売量見通し：21.9億m³
- 2030年に年間27億m³の供給見通し

■ ネットゼロカーボン社会に向けた取組み

- 2021年7月、イクシスLNGを用いたカーボンニュートラルLNGを直江津LNG基地で初めて受入
- 2021年、カーボンニュートラルガスを天然ガス卸供給先10社に供給

*1 2021年10月～12月平均日産量

*2 1m³当たり41.8605MJ換算

セブク鉱区 (ルビーガス田)
INPEX南マカッサル



■ 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

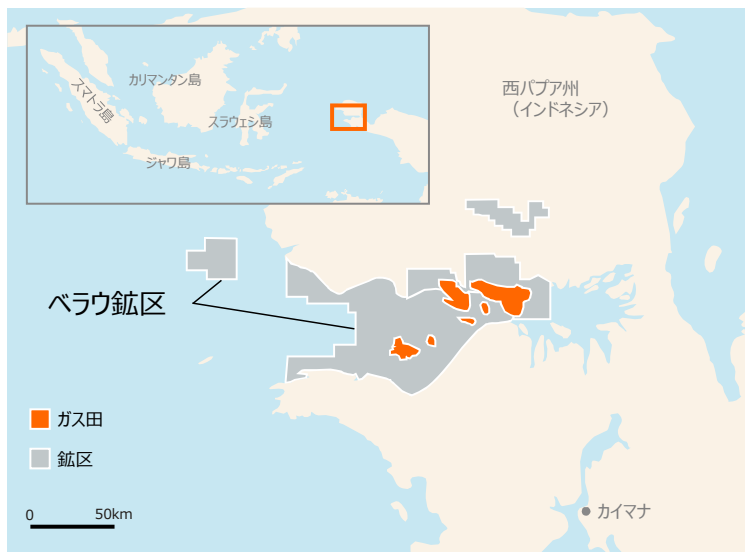
- 天然ガス*2：日量約18百万立方フィート

■ 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、2021年12月平均日産量

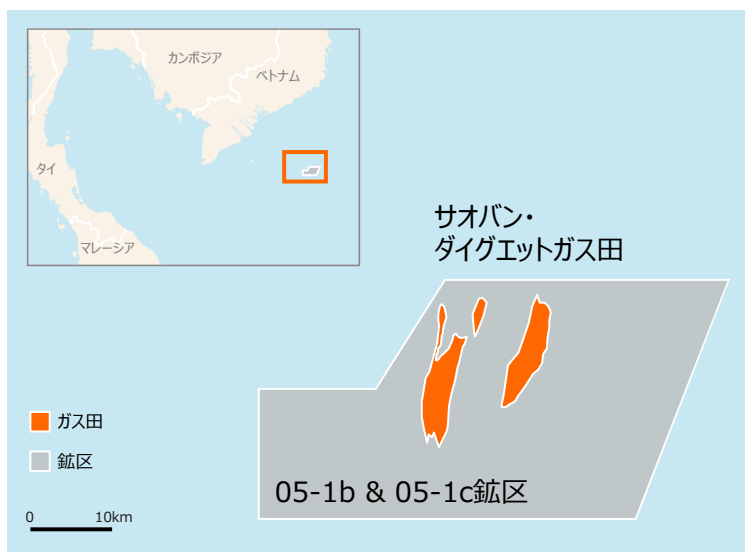
*2 井戸元の生産量ではなく買主への販売に対応した数量



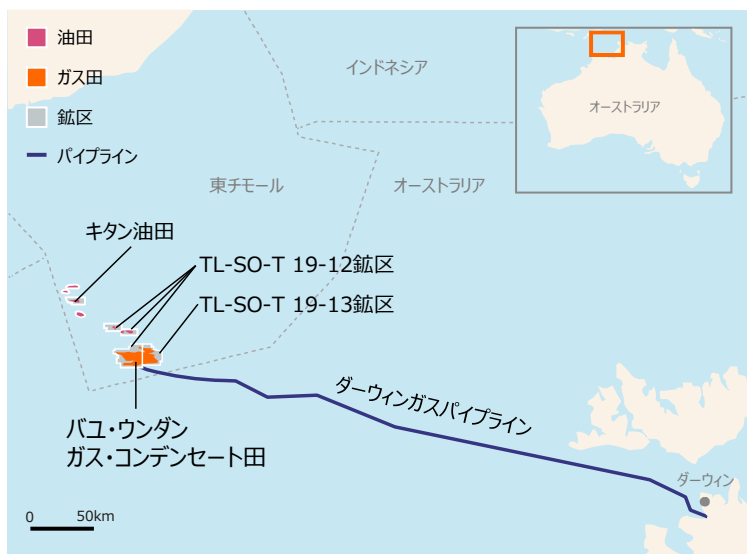
- 当社権益比率：7.79% (ネット)
(タングーユニット) (オペレーター：BP)
- 生産分与契約：2035年12月31日まで
- 生産量*1
 - コンデンセート：日量約6千バレル
 - 天然ガス*2：日量約1,114百万立方フィート
- LNG生産能力：年間760万トン
- マイルストーン
 - 2009年7月、LNG販売開始
 - 2016年7月、拡張プロジェクト（年間380万トンの生産能力を有する第三液化系列を増設）の最終投資決定、現在建設作業中
 - 2021年8月、ヴォルワタガス田のCCUS及びUbadariガス田開発に係る開発計画（POD）の承認をSKK Migasより取得

*1 全鉱区ベース、2021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
 - ダイグエットガス田を開発中



一部暫定領海線を含む

*1 全鉱区ベース、2021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：11.378120%
(オペレーター：Santos)

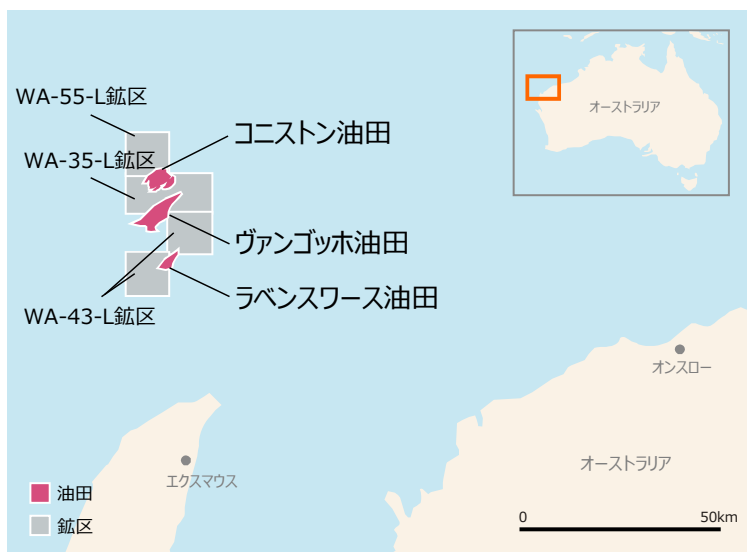
■ 生産分与契約：2022年12月31日まで

■ 生産量*1

- コンデンセート：日量約12千バレル
- LPG：日量約6千バレル
- 天然ガス*2：日量約456百万立方フィート

■ 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
- 2019年8月に、東チモール・豪州両政府間の海上国境の画定を受け、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



* 全鉱区ベース、2021年12月平均日産量

ヴァンゴッホ油田 (WA-35-L) /
コニストン油田 (WA-35-L及び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

■ 原油生産量*：日量約17千バレル

■ 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
- 2021年第2四半期よりヴァンゴッホ油田追加開発井3坑の掘削、2021年第3四半期から順次原油生産開始
(2020年3月から2021年3月までFPSO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)

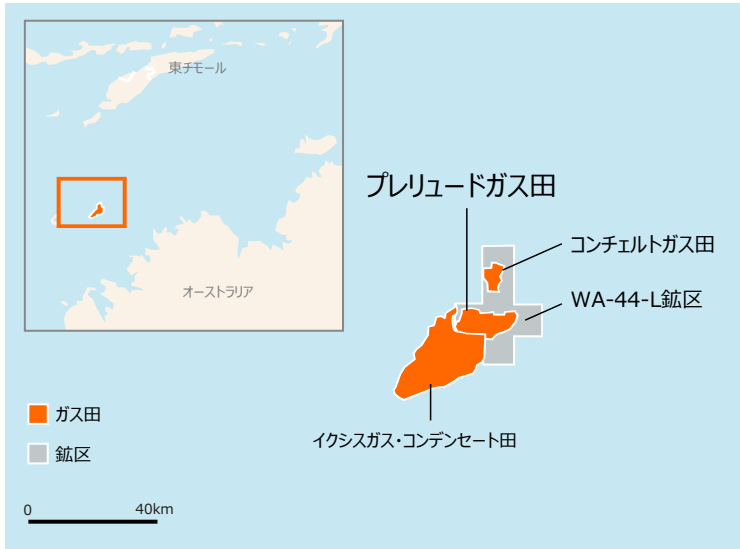
■ 当社権益比率：28.5% (オペレーター：BHP)

■ 利権契約：生産終了まで

■ 原油生産量*：日量約4千バレル

■ マイルストーン

- 2010年8月、生産開始



- 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

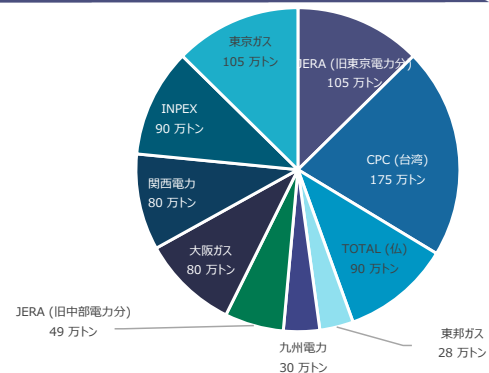
* 当社権益相当分年間約63万トンのLNGの売買について、JERA（年間約56万トン）、静岡ガス（年間約7万トン）それぞれと合意

イクシスLNGプロジェクト概要

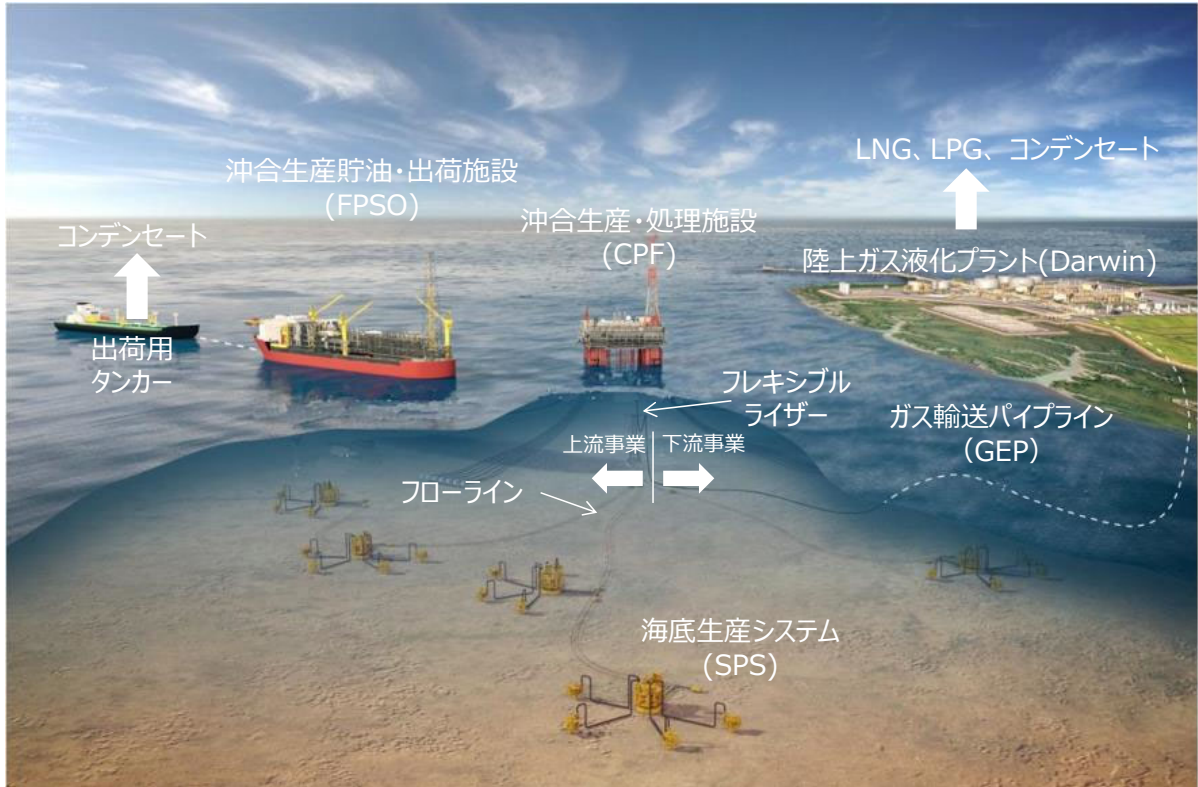
- 当社権益比率：66.245%（オペレーター）
- 生産量*1
 - 上流ガス*2：日量約1,611百万立方フィート
 - 上流コンデンセート：日量約6.3万バレル
- 出荷カーゴ数（生産開始から2021年12月末までの実績）
 - LNG：354（内、2021年は117）
 - 陸上コンデンセート：63（内、2021年は21）
 - 海上コンデンセート：99（内、2021年は32）
 - LPG：95（内、2021年は32）
- 生産計画
 - プロジェクトライフ：約40年
 - LNG：年間約890万トン（生産能力）
 - LPG 年間約165万トン（生産能力）
 - コンデンセート 日量約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

*1 2021年10～12月平均日量

*2 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）



- 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）



イクシスLNGプロジェクト FIDから生産・出荷開始までの軌跡

■ 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、栈橋、タンク等の建造開始		●					
●ダーウィン湾内の浚渫作業完了			●				
●製品出荷栈橋の完成					●		
●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							●
コンデンセート出荷開始、LNG出荷開始							●

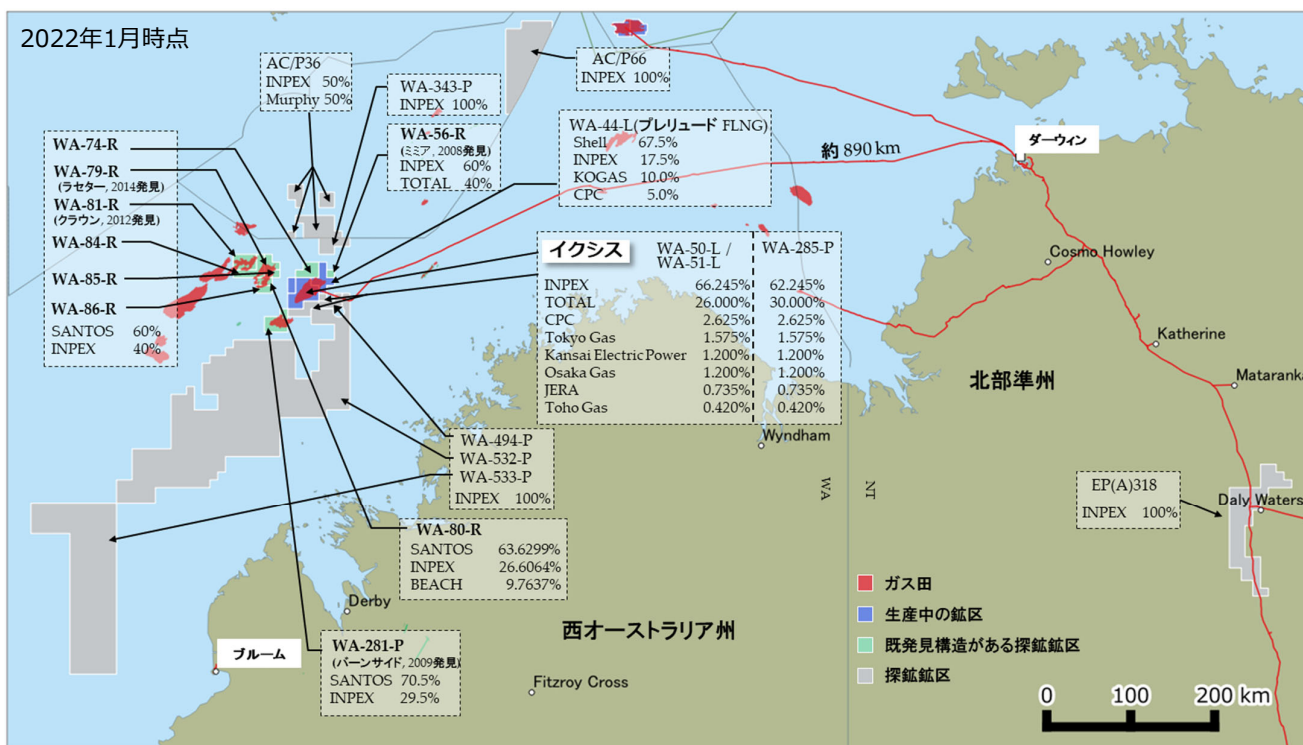




Copyright © 2022 INPEX CORPORATION. All rights reserved.

30

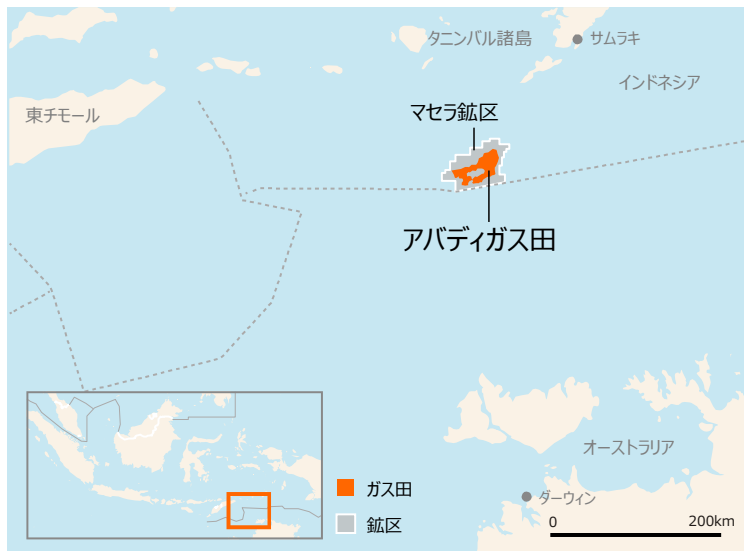
イクシスLNGプロジェクト 周辺探鉱鉦区



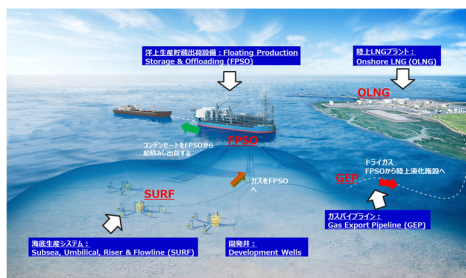
- イクシスLNGプロジェクト周辺には17の探鉱鉦区を保有。これまでに、クラウン、ラセター、ミア、バーンサイド等のガス構造を発見し、これらのガス構造は少なくとも9鉦区に亘る
- 従前よりダーウィンに複数の追加トレインが建設可能な用地確保済

Copyright © 2022 INPEX CORPORATION. All rights reserved.

31



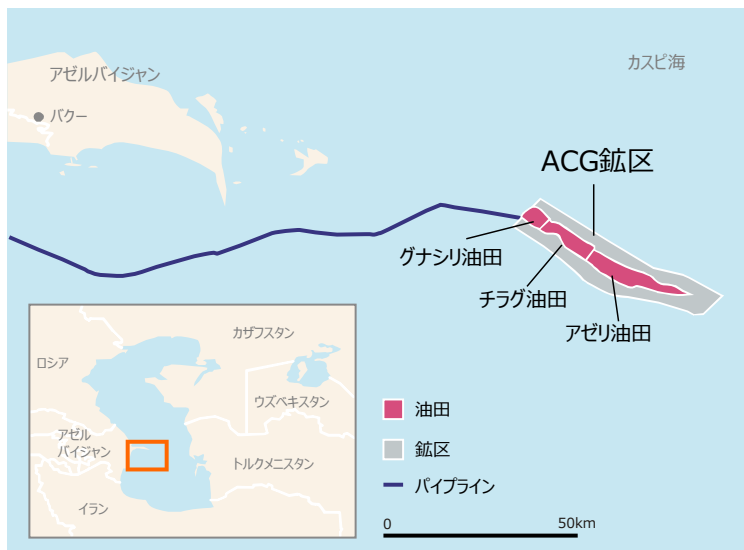
一部暫定領海線を含む



アバディLNGプロジェクト 開発コンセプト

- 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
 - 2017年6月、インドネシア政府からNational Strategic Projectに、同年9月にはPriority Infrastructure Projectに認定
 - 2019年7月、陸上LNGによる開発を前提とした改定開発計画（POD）についてインドネシア政府当局の承認を取得
 - 2020年、インドネシア国営電力会社、国営肥料会社および国営ガス会社、それぞれとの間で、インドネシア国内向けのLNG／天然ガスの長期供給に関する覚書を締結
 - CCUSの導入等のグリーン化と更なるコスト低減策について包括的な検討を実施中

ACG油田 INPEX南西カスピ海石油

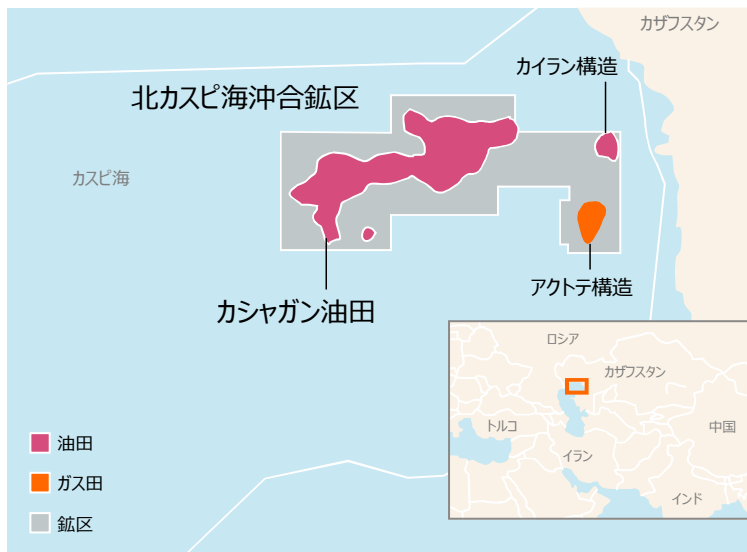


- 当社権益比率：9.3072%*1（オペレーター：BP）
- 生産分与契約：2049年まで*2
- 原油生産量*3：平均日量45.8万バレル
- マイルストーン
 - 1997年、チラグ油田生産開始
 - 2005年2月、アゼリ油田中央部生産開始
 - 2005年12月、アゼリ油田西部生産開始
 - 2006年10月、アゼリ油田東部生産開始
 - 2008年4月、グナシリ油田深海部生産開始
 - 2014年1月、チラグ油田西部生産開始
 - 2019年4月、アゼリ油田中東部新規生産プラットフォーム建設決定

*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、2021年1月～12月の平均日産量



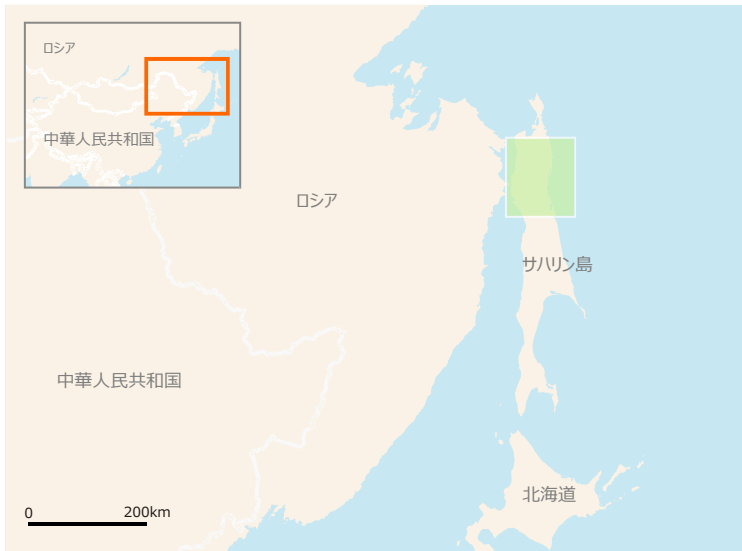
- 当社権益比率：7.56%
(オペレーター：North Caspian Operating Company (NCOC))
- 生産分与契約：2031年末まで (カシャガン油田)*
- マイルストーン
 - 2016年10月、原油出荷を開始
 - 生産日量45万バレルを目指し作業中
 - アクトテ/カイランの2構造の評価期間を5年間延長して開発シナリオ検討を継続することについて、カザフスタン政府と合意

* 現行の契約条件にて10年×1回の延長（2041年まで）が可能



- 当社権益比率：2.5%
(オペレーター：BP)
- 通油量：日量約54万バレル*
- 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

* 2021年1-9月平均通油量

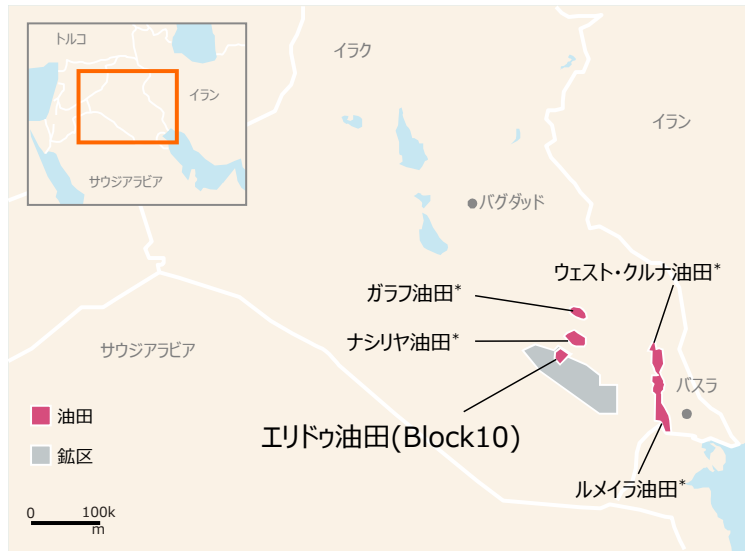


- サハリン石油ガス開発（SODECO）のサハリン-1における権益比率：30%
- 当社のSODECO株式持株比率：約6.08%
- オペレーター：Exxon Neftegas Limited
- マイルストーン
 - 2005年10月、チャイウォより生産開始、2006年10月原油輸出開始
 - 2010年9月、オドプトより生産開始
 - 2015年1月、アルクトン・ダギより生産開始
 - 天然ガスをロシア国内に供給中



- 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5.3万バレル
- 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、2021年12月平均日産量



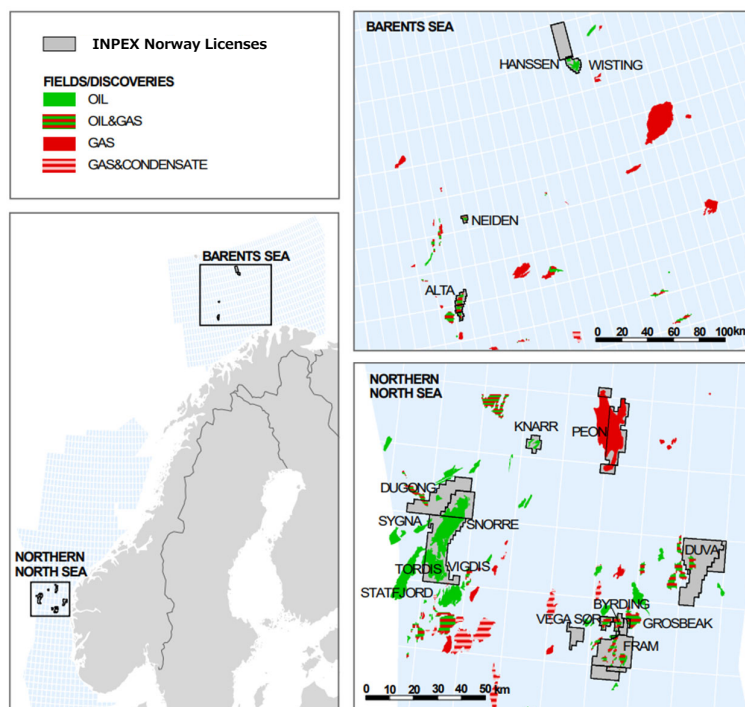
* 当社が権益を保有しない鉱区

- 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)
 - 開発生産期間：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。

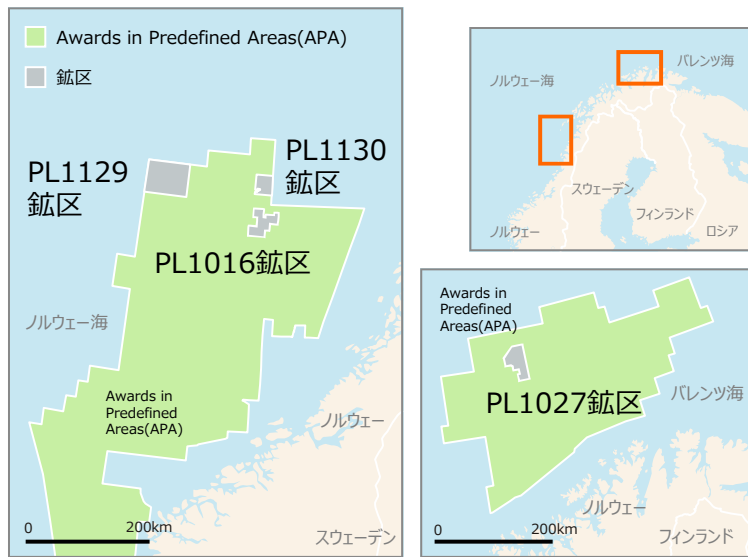
*1 探鉱、開発、生産サービス契約

*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。

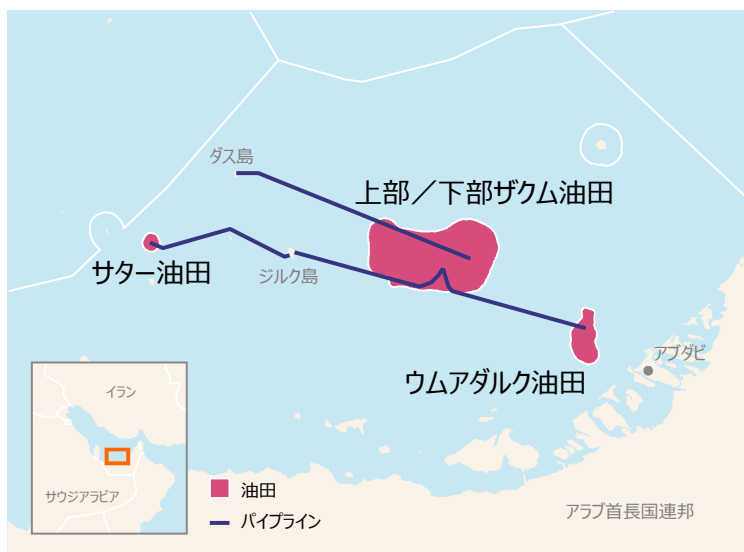


- スノーレ油田
 - 当社権益比率：9.6% (オペレーター：Equinor)
 - 生産開始年：1992年
 - マイルストーン：
 - ・ 2022年、スノーレ拡張開発工事完了予定
 - ・ 2022年、スノーレ生産施設へ給電するための浮体式洋上風力発電の運転開始予定
- フラム油田
 - 当社権益比率：15% (オペレーター：Equinor)
 - 生産開始年：2003年
- ベガ油ガス田
 - 当社権益比率：3.3% (オペレーター：Wintershall Dea)
 - 生産開始年：2010年
- デューバ油田
 - 当社権益比率：30% (オペレーター：Equinor)
 - 生産開始年：2021年
- その他トルディス、ビッグディス、スタットフィヨルド・イースト、シグナ、クナル、フラムエイチノース、ビュールディングの7油田で生産中
- ウィスティン油田
 - 当社権益比率：10% (オペレーター：Equinor)
 - マイルストーン：
 - ・ 2022年、FEED (基本設計) の完了および開発計画書の提出予定
- その他複数の既発見未開発油ガス田の開発を検討中

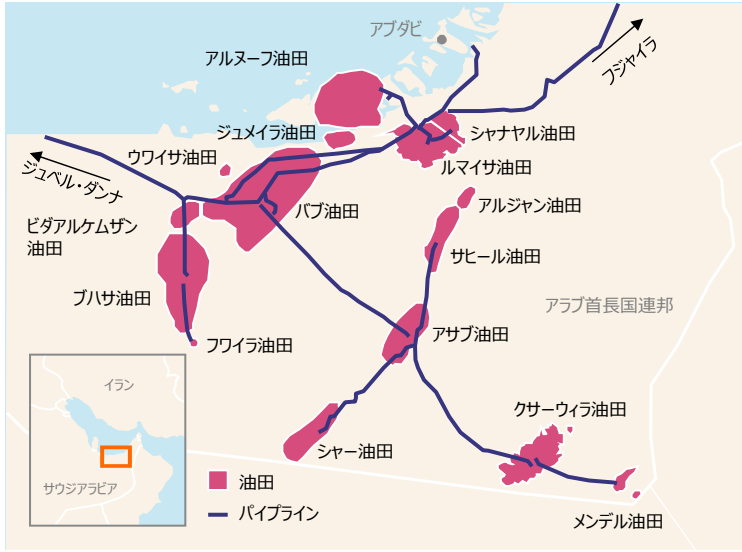


- ノルウェー海北部PL 1016鉱区
 - 当社権益比率：40%
(オペレーター：OMV Norge AS)
 - 鉱区取得：2019年3月1日
 - コンセッション契約：
 - ・探鉱・評価期間7年間（2026年まで）
 - ・開発生産期間25年間
 - 2018APAラウンドにおいて単独入札し、2019年1月に落札
 - 3D震探処理後、DoD (Drill or Drop)に向け解釈作業を実施中。
- バレンツ海西部PL 1027鉱区
 - 当社権益比率：20%
(オペレーター：Lundin Norway AS)
 - 鉱区取得：2019年3月1日
 - コンセッション契約：
 - ・探鉱・評価期間8年間（2027年まで）
 - ・開発生産期間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

アブダビ海上油田
ジャパン石油開発 (JODCO) / JODCO Lower Zakum Limited



- 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

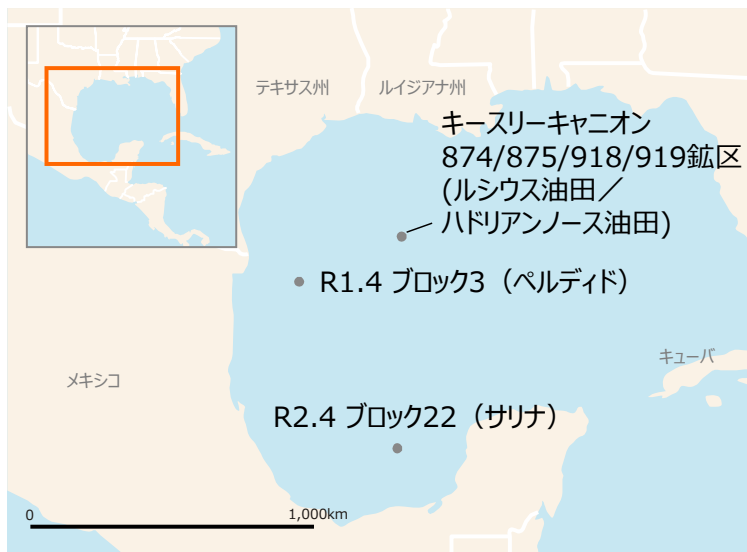


- 当社権益比率：5%
(オペレーター：ADNOC Onshore*)
- 利権契約：2054年まで

* 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



*1 全鉱区ベース、2021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1.8万バレル
 - ・ 天然ガス*2：日量14百万立方フィート
- 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

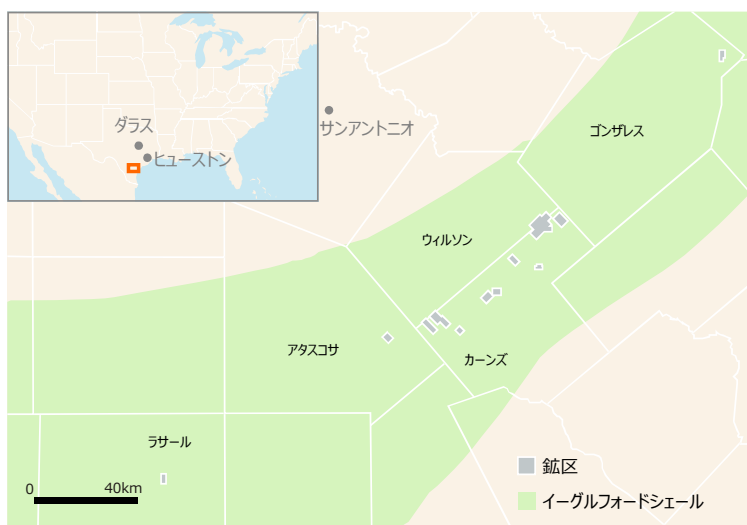
■ メキシコ領メキシコ湾北部海域R1.4 ブロック3 (ペルディド) (INPEX E&P Mexico PB-03, S.A. de C.V.)

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

米国シェールオイルプロジェクト
INPEX Eagle Ford, LLC



*1 一部を除き、当社がオペレーター
*2 当社権益分のネット生産量、2021年12月平均日産量

■ 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0.6万バレル
- 天然ガス：日量約10百万立方フィート

■ マイルストーン

- 2019年4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

■ 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					
INPEX	南長岡ガス田ほか*2	日本	コンセッション	-	生産
アジア・オセアニア					
INPEX南マカッサル	セブク鉱区 (ルビーガス田)	インドネシア	PS	100%	生産
MI Berau B.V.	ベラウ鉱区(タンゲー-LNG)	インドネシア	PS	44%	生産・開発
INPEXマセラ	マセラ鉱区 (アバディLNG) *2	インドネシア	PS	51.9%	開発準備
INPEXコンソン	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
INPEX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
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
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
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
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
INPEX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
INPEX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

*1 2022年2月10日時点

*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 (欧州・NIS諸国)					
INPEX南西カスピ海石油	ACG油田	アゼルバイジャン	PS	51%	生産
INPEX北カスピ海石油	カシャガン油田	カザフスタン	PS	51%	生産
INPEXノルウェー	スノーレ油田等	ノルウェー	コンセッション	50.5%	生産・開発・探鉱
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
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
JODCO Onshore Limited	陸上鉱区	アラブ首長国連邦	コンセッション	65.8%	生産
JODCO Exploration Limited	Onshore Block 4*2	アラブ首長国連邦	コンセッション	100%	探鉱
米州					
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
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%*2	生産

*1 2022年2月10日時点

*2 オペレータープロジェクト

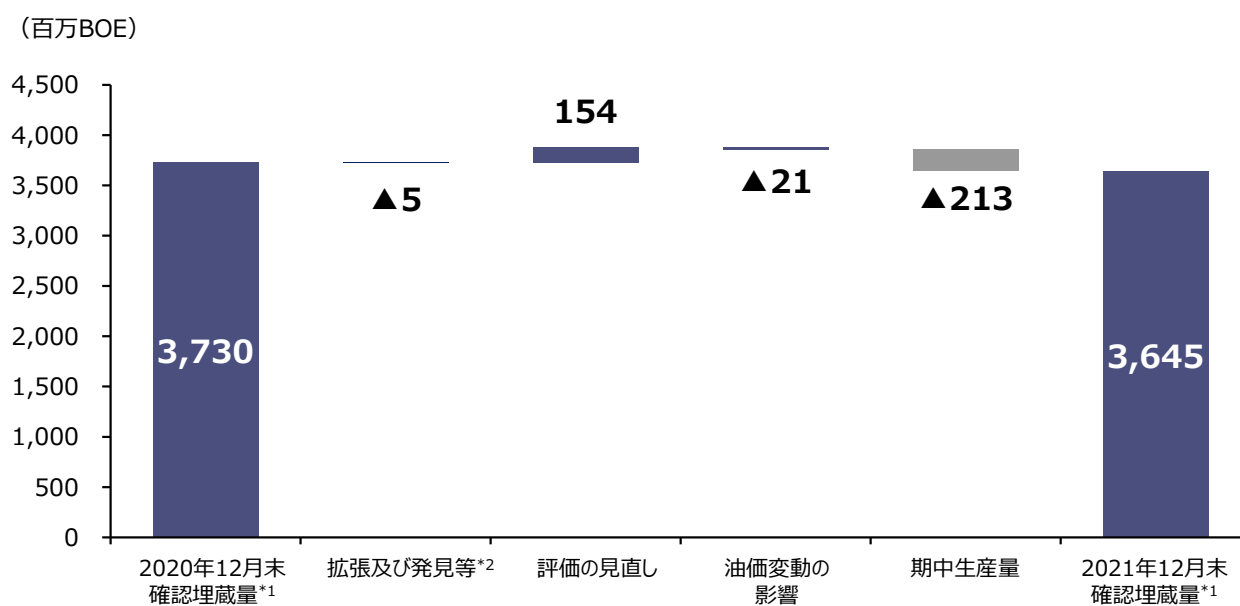
*3 一部を除き、当社がオペレーター

その他

INPEX

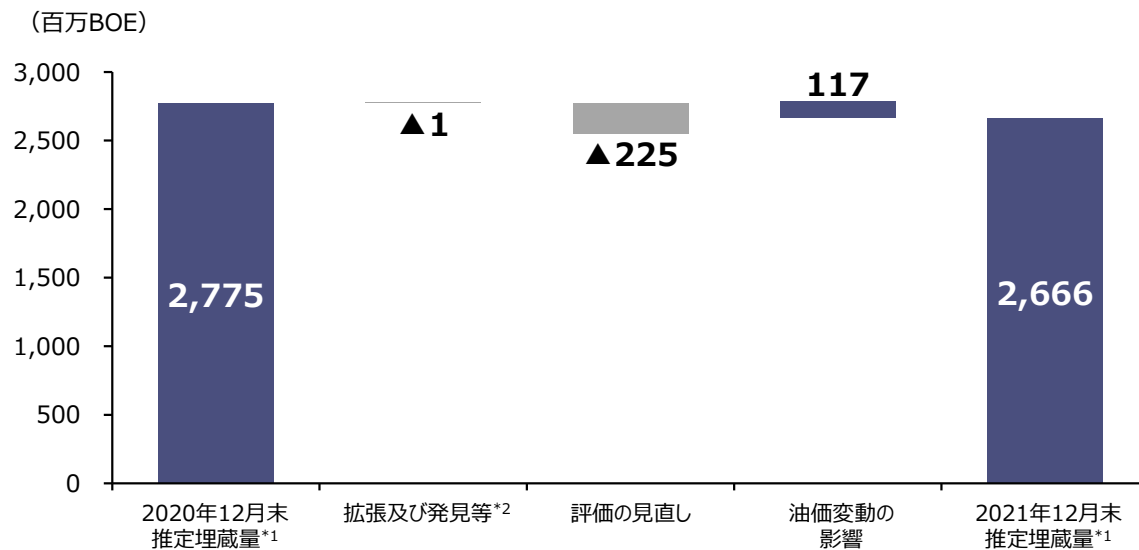
確認埋蔵量の推移の要因分析

INPEX



*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

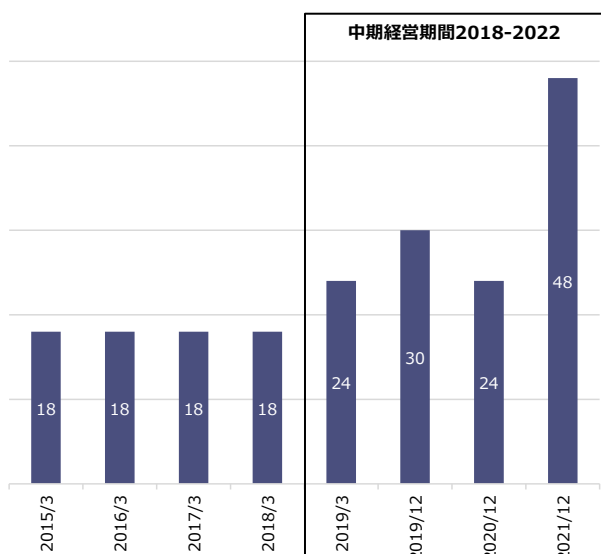
- 確認埋蔵量(proved reserves)の定義は、米国証券取引委員会規則S-X Rule 4-10に従っており、地質的・工学的データに基づき、現在の経済条件及び操業条件の下で、契約期限までの間に合理的な確実性をもって回収することが可能である石油・ガスの数量 (estimated quantities) とされております
- 確認埋蔵量に分類されるためには、炭化水素を採取するプロジェクトが開始されているか、妥当な期間内にプロジェクトを開始する合理的な確実性がなければならず、石油・ガス業界で用いられる埋蔵量の定義の中でも保守的な数値として広く認識されております
- 確率論的手法を用いて確認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

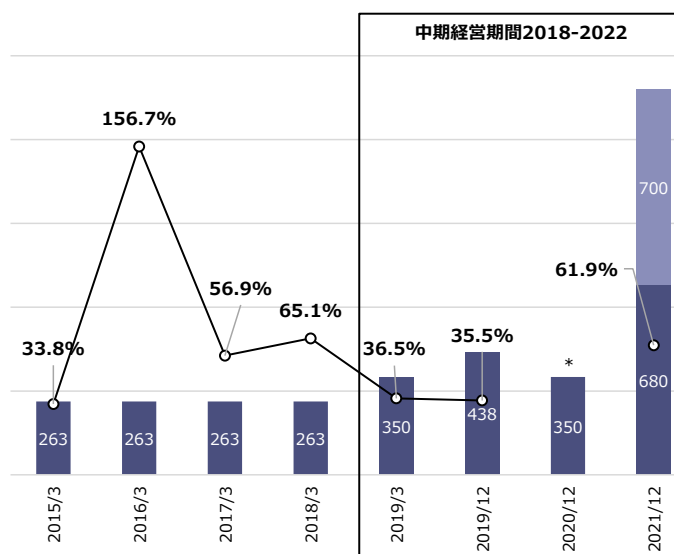
※推定埋蔵量の全量が確認埋蔵量と同様な確実性をもって開発・生産されると見込まれるわけではありません

株主還元

年間配当金（円/株）



配当総額・自己株式取得額（億円） および総還元性向（%）



* 2020年12月期については、純損失のため総還元性向は該当なし

■ 年間配当金/株

■ 配当総額（億円）

■ 自己株式取得額（億円）

○ 総還元性向

- 「今後の事業展開」、そして「長期戦略と中期経営計画」で表明したとおり、当社は事業を通じてSDGsの目指すサステナビリティ課題の解決に貢献すべく、ESGへの取組みを推進しています。



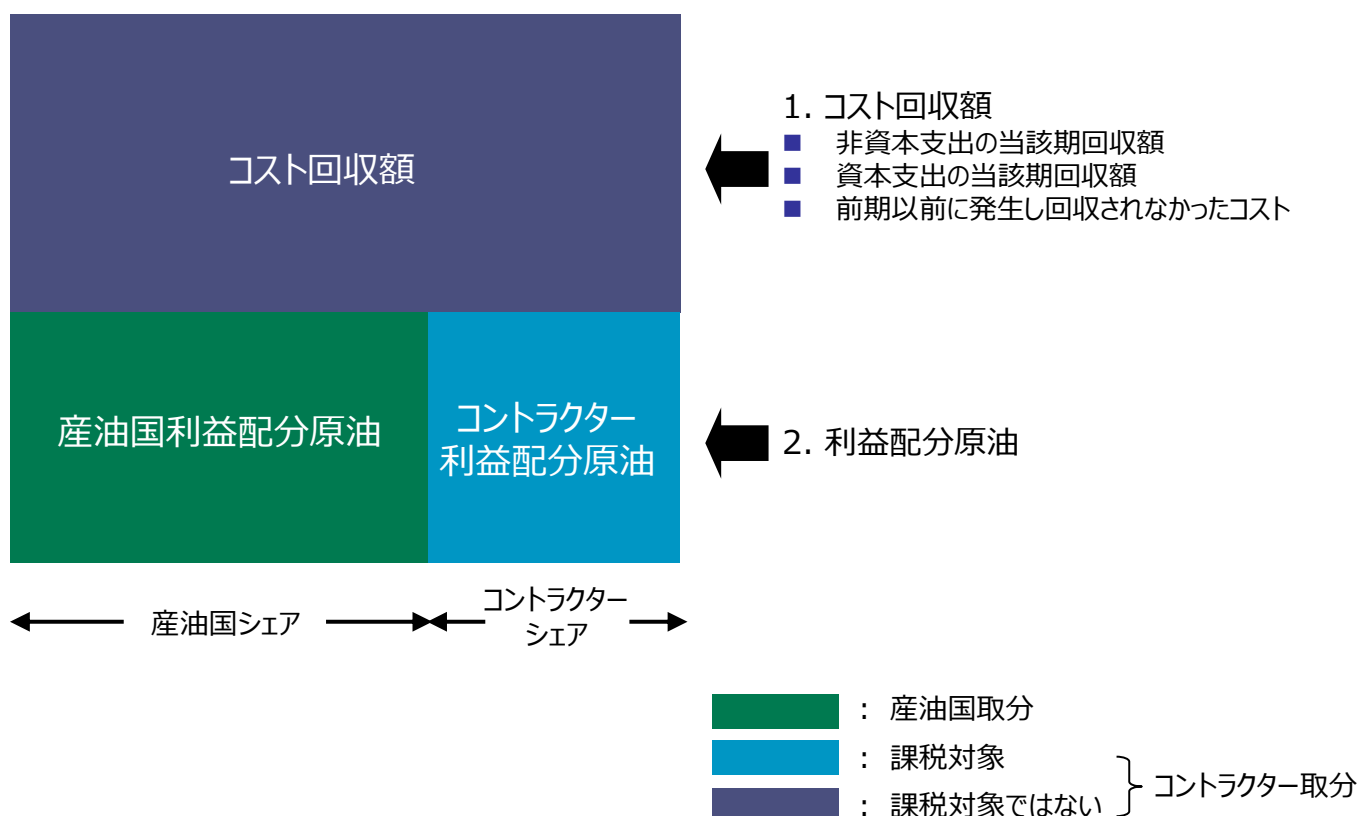
当社事業に組み込まれた代表的なSDGs

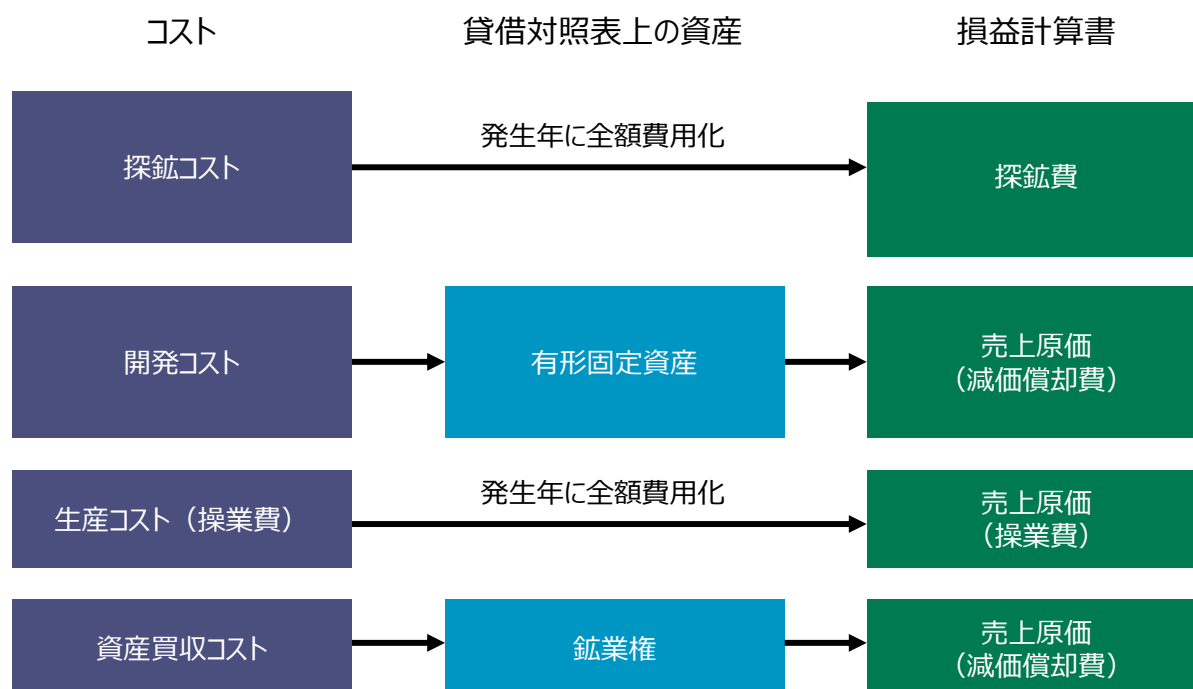
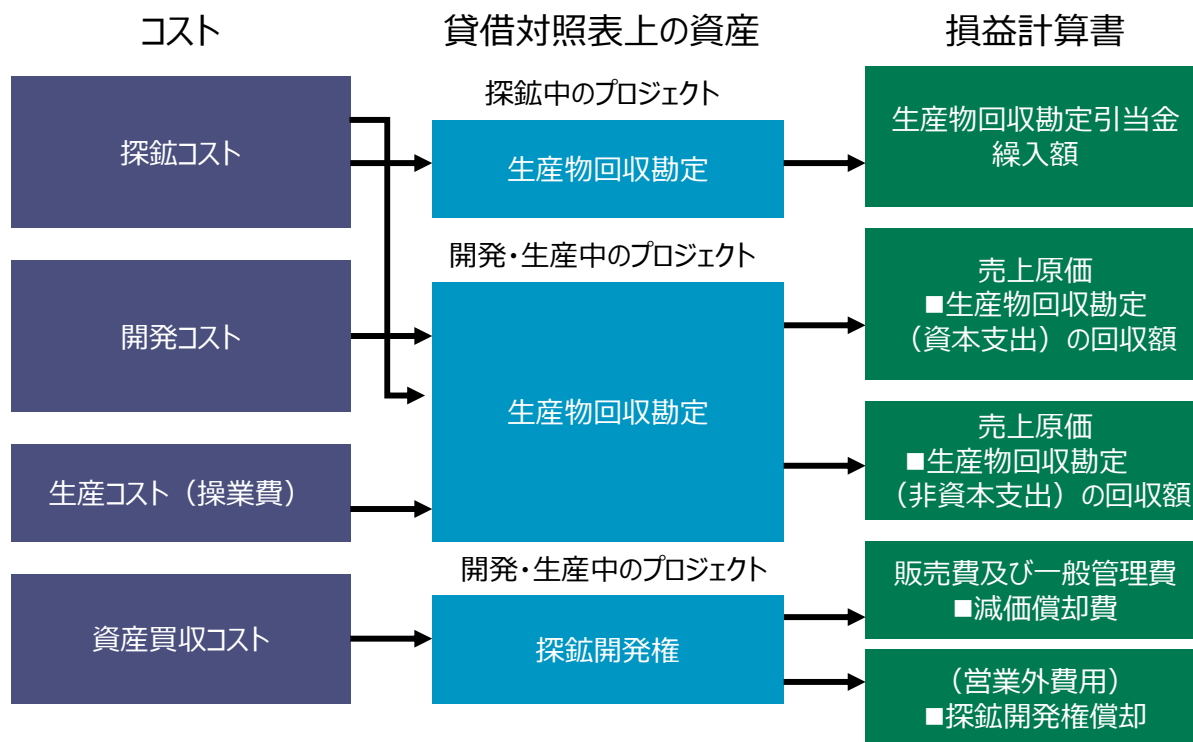
■ 主要ESGインデックスへの組入れ状況ならびに社外評価

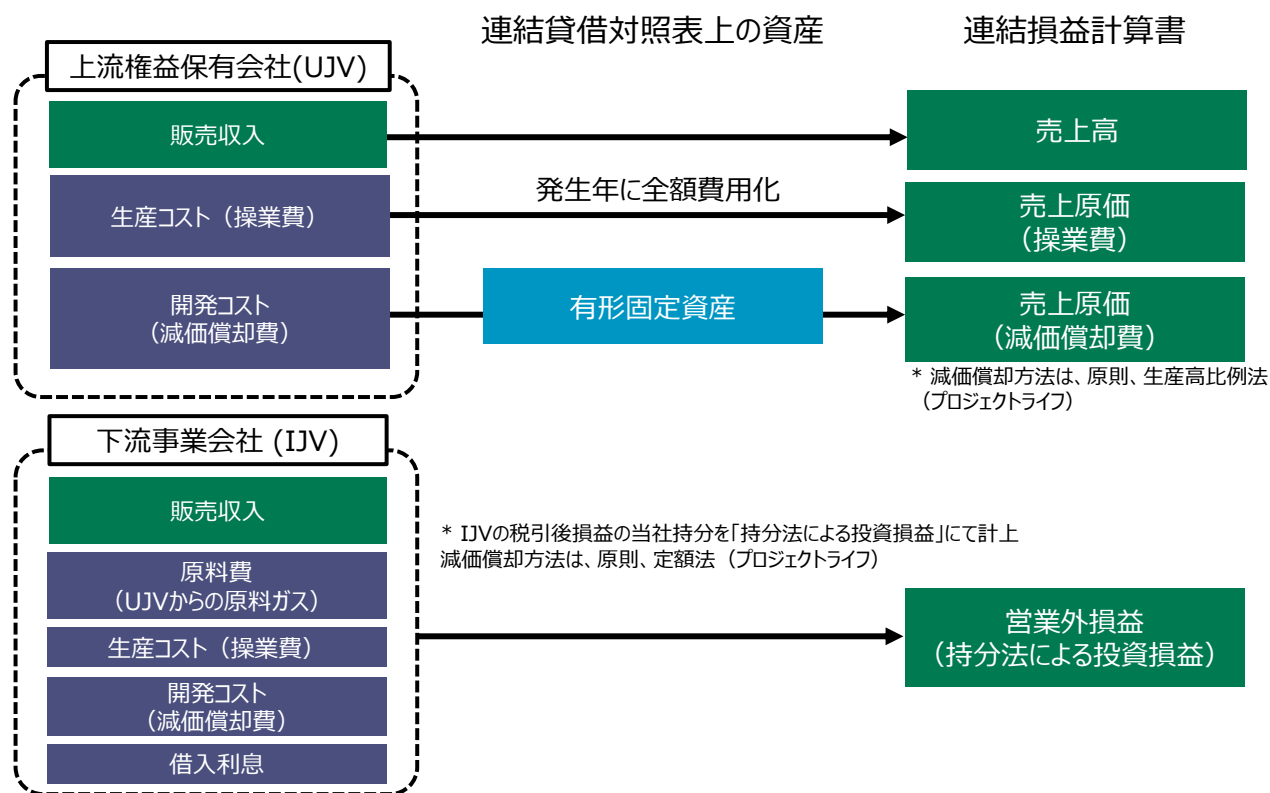
- 主要なESG評価機関より高い評価を獲得、国内外のESG投資インデックスの構成銘柄に選定

<p>FTSE 4Good Developed Index FTSE 4Good Japan Index FTSE Blossom Japan Index</p>	<p>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）</p> <p>2021 CONSTITUENT MSCIジャパン ESGセレクト・リーダーズ指数 2021 CONSTITUENT MSCI日本株女性活躍指数 (WIN)</p>	<p>S&P/JPXカーボン・エフィシエント指数</p>
<p>SOMPOサステナビリティ・インデックス</p> <p>2021</p> <p>Sompo Sustainability Index</p>	<p>CDP2021「気候変動」スコア：A-</p> <p>DISCLOSURE INSIGHT ACTION</p>	<p>S&P Sustainability Yearbook Member</p> <p>S&P Global</p>

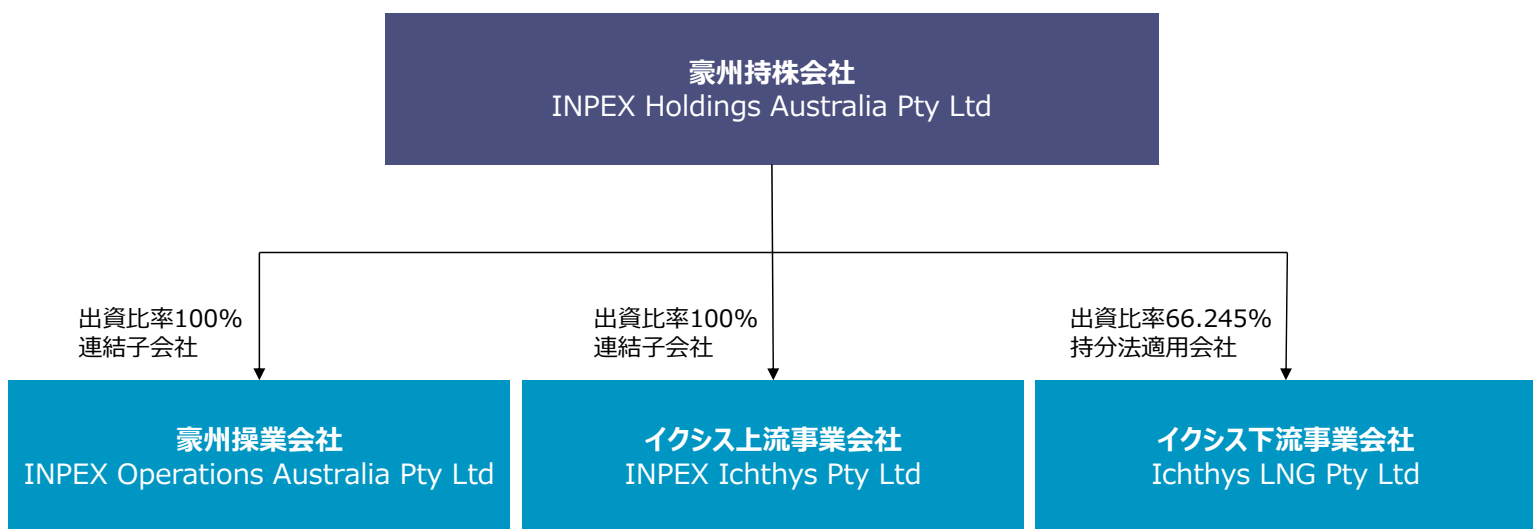
生産分与契約







* 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



事業内容

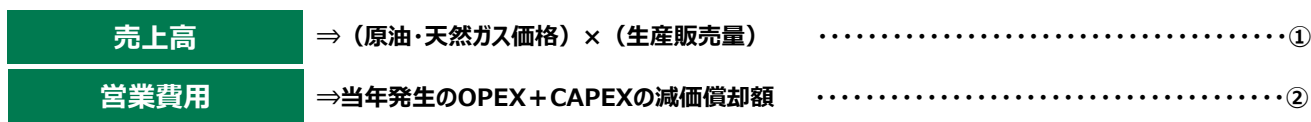
イクシスLNGプロジェクトの上下流事業を含め、豪州における当社上下流事業に係る操業等を請け負う。

事業内容

イクシスフィールドに係る鉱区権益及び沖合生産施設等を保有し、原料ガスの販売（下流事業会社向け）、及び、コンデンセートの販売を行う。

事業内容

海底パイプライン、陸上LNGプラント及び貯蔵・出荷施設等を保有し、上流事業会社から購入した原料ガスを用いた製品（LNG・LPG及びコンデンセート）の製造・販売を行う。



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

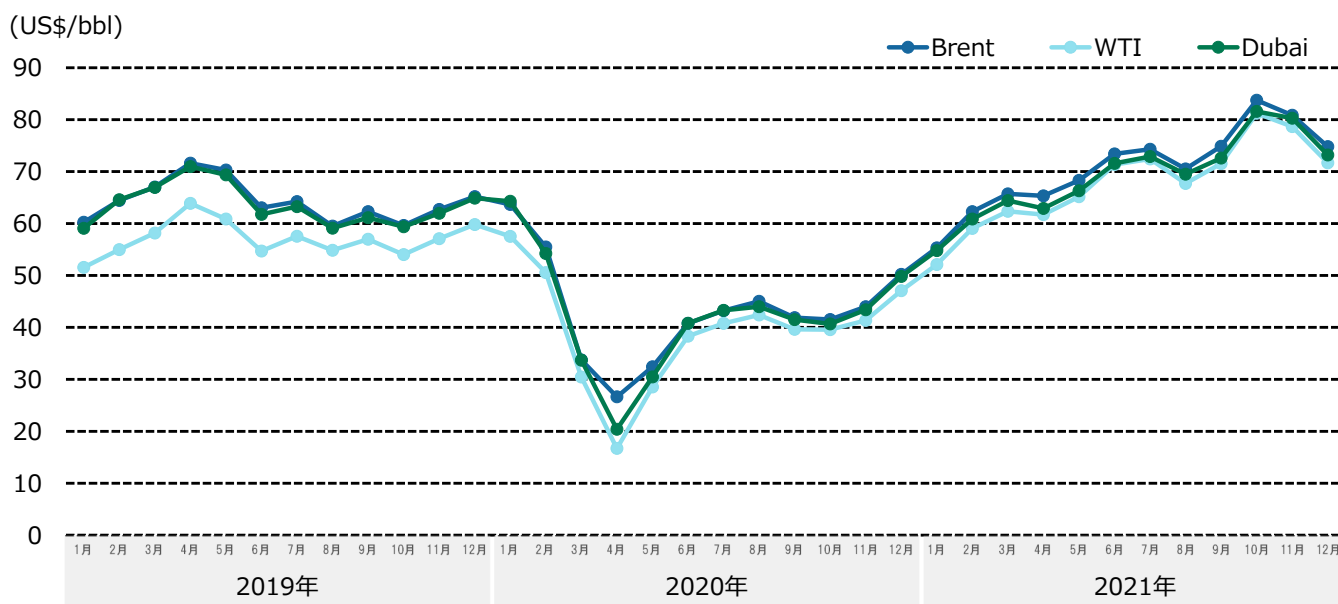
※生産ライセンスの申請時期、探鉱費・開発費の支出時期、支出からの経過年数等によって適用される金利レートが異なる。LTBRはLong Term Bond Rate、GDP deflatorは豪州のGDPデフレーター。

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



	2020年	2021年												
	通年	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	通年
Brent	43.21	55.32	62.28	65.70	65.33	68.31	73.41	74.29	70.51	74.88	83.75	80.85	74.80	70.79
WTI	39.40	52.10	59.06	62.36	61.70	65.16	71.35	72.43	67.71	71.54	81.22	78.65	71.69	67.92
Dubai	42.21	54.77	60.86	64.41	62.89	66.31	71.57	72.90	69.49	72.61	81.59	80.28	73.19	69.24