

2023年12月期 第2四半期決算説明会

参考データ集

2023年8月10日



連結子会社 67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 Idemitsu Norge AS	ノルウェー	50.51%	生産中	12月
INPEXマセラ	インドネシア	51.93%	開発準備中	12月

持分法適用関連会社 25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

(百万円)	国内O&G	海外O&G		その他*2	計	調整額*3	連結 財務諸表 計上額*4
		イクシス プロジェクト	その他の プロジェクト				
売上高	141,787	193,210	742,281	18,171	1,095,451	△ 16,661	1,078,789
セグメント利益又は損失 (△)	28,484	152,997	76,481	2,692	260,655	△ 6,400	254,255

*1 2023年12月期第1四半期よりセグメント変更をしております。

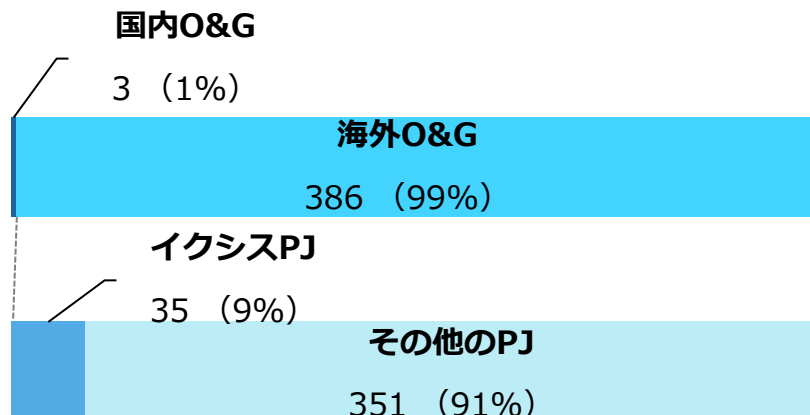
また、セグメント利益についても営業利益から親会社株主に帰属する純利益に変更しています。

*2 「その他」の区分は、報告セグメントに含まれない事業セグメントであり、ネットゼロ5分野等を含んでおります。

*3 セグメント利益又は損失（△）の調整額△6,400百万円は、セグメント間取引消去48百万円、報告セグメント及び「その他」の区分に配分していない全社費用△6,448百万円であります。全社費用の主なものは、報告セグメント及び「その他」の区分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。

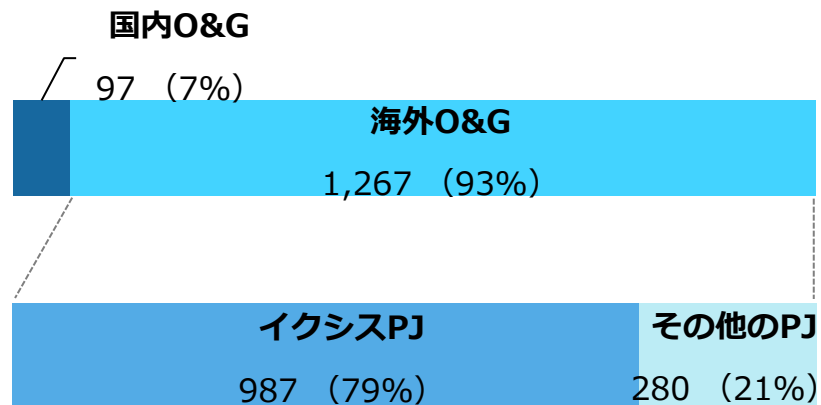
*4 セグメント利益又は損失（△）は、連結損益計算書の親会社株主に帰属する純利益と調整を行っております。

原油・コンデンセート・LPG
(388千BOE/日)



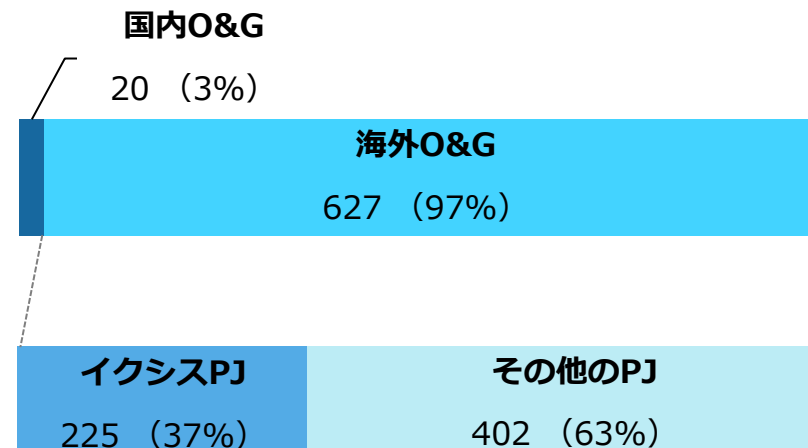
天然ガス合計

1,364百万cf/日 (259千BOE/日)



原油・天然ガス合計

(647千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。

発電容量				
	国名	持分比率	発電容量	持分発電容量
越路原ガス火力発電	日本	100%	55MW	55.0MW
ガス火力発電小計			55MW	55.0MW
INPEX メガソーラー上越	日本	100%	4MW (2MW×2基)	4.0MW
サルーラ地熱発電	インドネシア	18.2525%	330MW	60.2MW
ムアララボ地熱発電	インドネシア	30%*	85MW	25.5MW
ランタウ・ドゥダップ地熱発電	インドネシア	27.4%	98.4MW	26.9MW
ルフタダウネン洋上風力発電	オランダ	50%	129MW (3MW×43基)	64.5MW
ボルセレⅢ/Ⅳ洋上風力発電	オランダ	15%	731.5MW (9.5MW x 77基)	109.7MW
モーレイイースト洋上風力発電	英国	16.7%	950MW (9.5MW×100基)	158.65MW
再生可能エネルギー小計			2,327.9MW	449.45MW
合計			2,382.9MW	504.45MW

*30%権益を保有するPT Supreme Energy Sumatera の 33.333%の株式保有、直接保有20%

発電量	
2022年12月期 第2四半期	2023年12月期 第2四半期
320.3百万kWh	826.8百万kWh

		2023年12月期 (2月10日予想)	2023年12月期 (8月10日予想)	増減	増減率
販売量	原油（千bbl）*1	139,642	136,314	△3,327	△2.4%
	天然ガス（百万cf）*2	524,197	498,848	△25,349	△4.8%
	うち海外分	438,249	420,085	△18,164	△4.1%
	うち国内分	85,948 (2,303百万m ³)	78,763 (2,110百万m ³)	△7,185 (△193百万m ³)	△8.4%
	LPG（千bbl）*3	514	443	△72	△13.9%

*1 国内原油および石油製品販売量の換算係数として1kl=6.29bblを使用

*2 国内天然ガス販売量の換算係数として1m³=37.32cfを使用

*3 国内LPG販売量の換算係数として1トン=10.5bblを使用

■ 油価・為替変動の2023年12月期 親会社株主に帰属する当期純利益に与える影響額*1

油価1ドル上昇（下落）した場合*2	期初時点： <u>+60億円（△60億円）</u> 以下の通り、期中に変化します。 第2四半期期初時点：+40億円(△40億円) 第3四半期期初時点：+20億円(△20億円) 第4四半期期初時点：+8億円(△8億円)
為替（円/US\$）1円 円安（円高）になった場合*3	<u>+32億円（△32億円）</u>

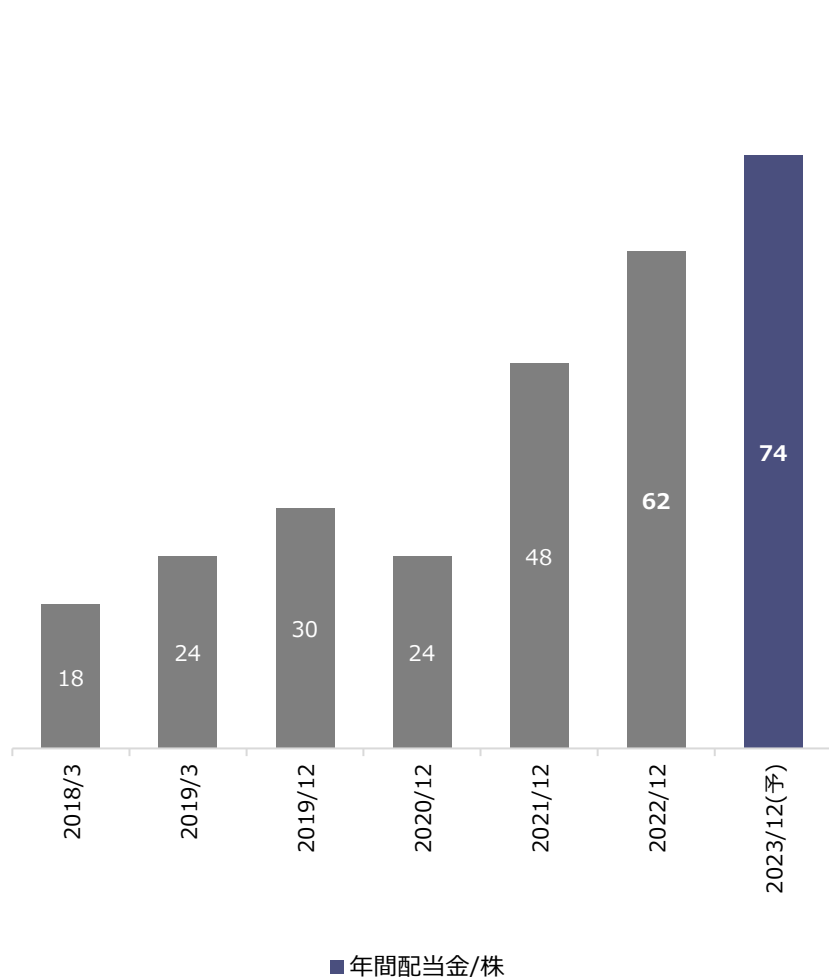
*1 原油価格（Brent）の期中平均価格が1ドル上昇（下落）した場合、為替が1円円安（円高）になった場合の、期初（2023年1月）時点における2023年12月期の当期純利益に対する影響額を試算したものです。当年度期初時点における財務状況を基に試算したものであり、あくまでも参考値であること、また影響額は、生産量、投資額、コスト回収額などの変動により変わる可能性があり、加えて油価及び為替の水準により、常に同じ影響額になるとは限らない点にご留意ください。

*2 油価変動が当期純利益に与える影響であり、原油価格（Brent）の期中平均価格の影響を受けます。尚、ガス販売に適用される油価については遅効性があることを考慮し、下記の通り、センシティブティの四半期内訳を、試算しております。

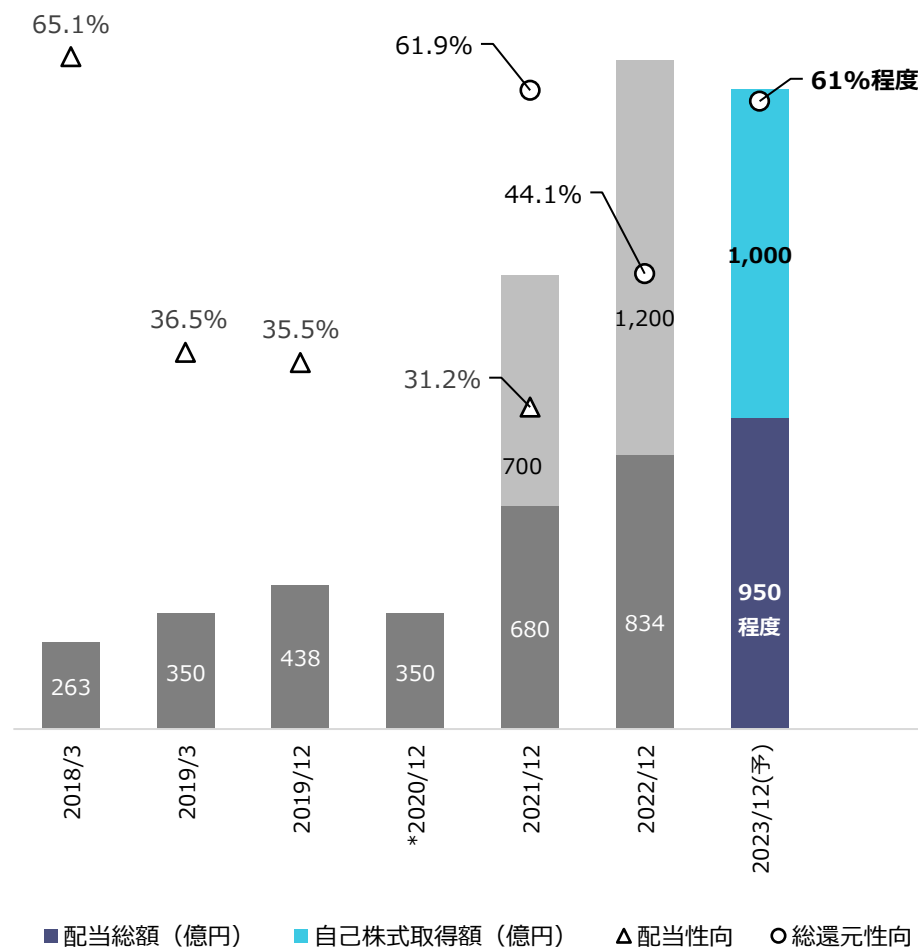
- 第1四半期期初時点：+60億円（第1四半期：+8億円、第2四半期：+12億円、第3四半期：+20億円、第4四半期：+20億円）
- 第2四半期期初時点：+40億円（第1四半期：――、第2四半期：+8億円、第3四半期：+12億円、第4四半期：+20億円）
- 第3四半期期初時点：+20億円（第1四半期：――、第2四半期：――、第3四半期：+8億円、第4四半期：+12億円）
- 第4四半期期初時点：+8億円（第1四半期：――、第2四半期：――、第3四半期：――、第4四半期：+8億円）

*3 為替変動が当期純利益に与える影響であり、期中平均為替レートの影響を受けます。尚、外貨建て資産と外貨建て負債の差から発生する為替評価損益に係るセンシティブティ（前期末と当期末の期末為替レートの差の影響を受ける）は、ほぼ中立化しております。

年間配当金 (円/株)

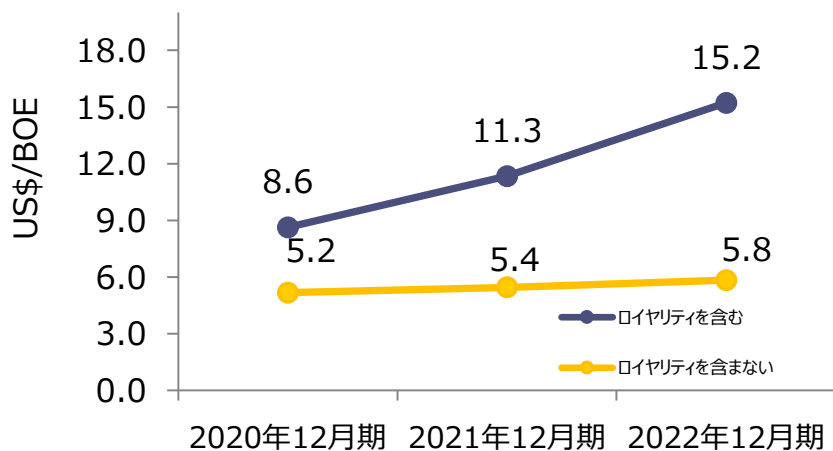


配当総額・自己株式取得額 (億円) および総還元性向 (%)



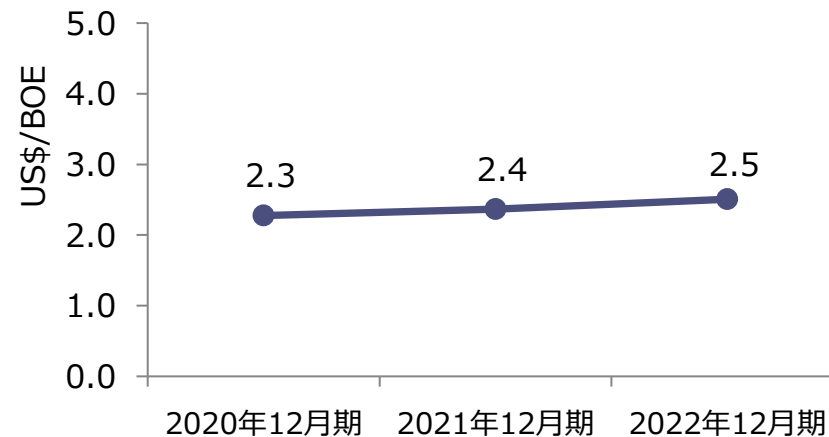
* 純損失のため配当性向は該当なし

原油換算1バレル当たりの生産コスト



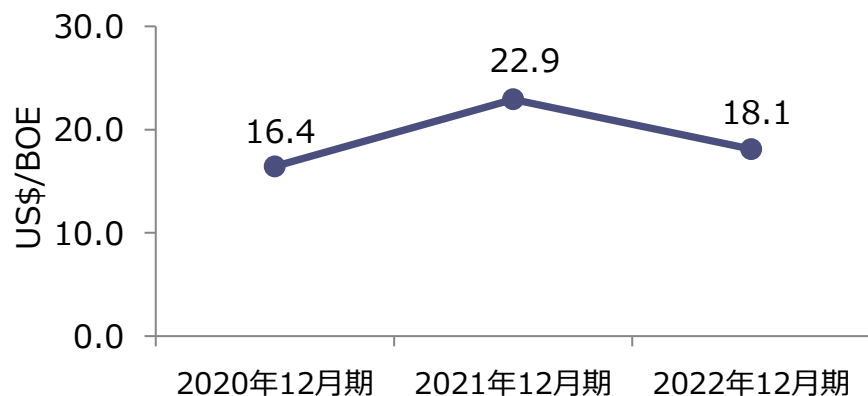
* 期中生産量（原油換算）1バレル当たりの生産コスト

原油換算1バレル当たりの販売費及び一般管理費



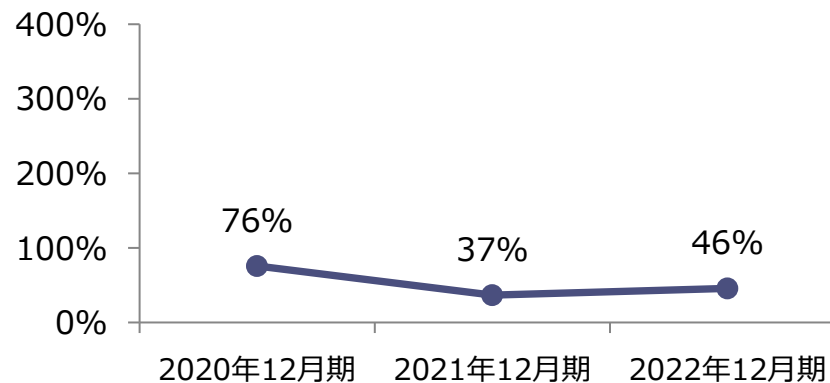
* 期中生産量（原油換算）1バレル当たりの販売費及び一般管理費

原油換算1バレル当たりの探鉱・開発コスト（3年平均）

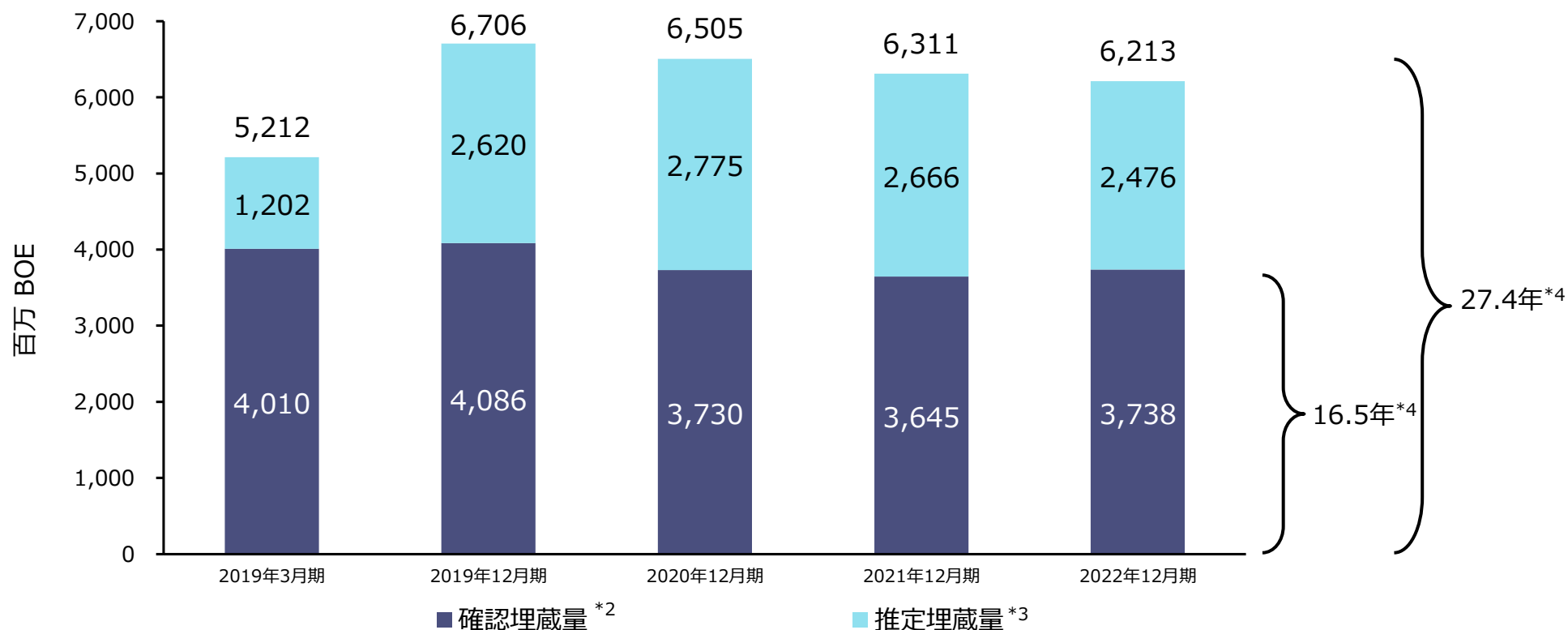


* 探鉱・開発費用及び権益の取得費用の合計額を確認埋蔵量増加分で除した数値

リザーブ・リプレースメント・レシオ（3年平均）



* 期中の確認埋蔵量増加分 / 期中生産量

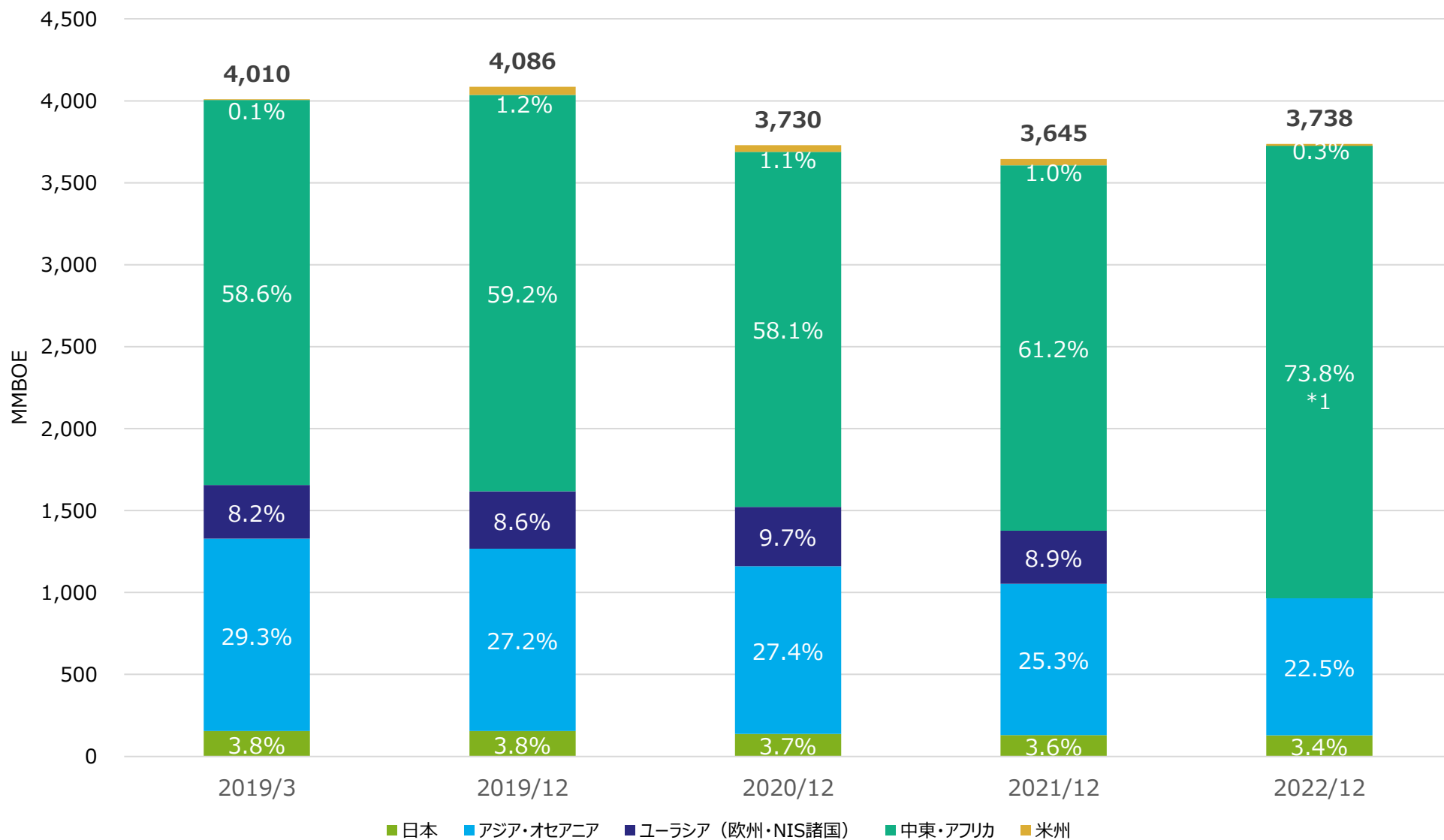


*1 埋蔵量は、持分法適用関連会社を含む当社グループの主要なプロジェクトを対象とし、今後の開発投資が巨額であり、将来の業績への影響が大きいと考えられるプロジェクトについては、DeGolyer & MacNaughton社にて、その他については自社にて、評価・算定した値です。

*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。

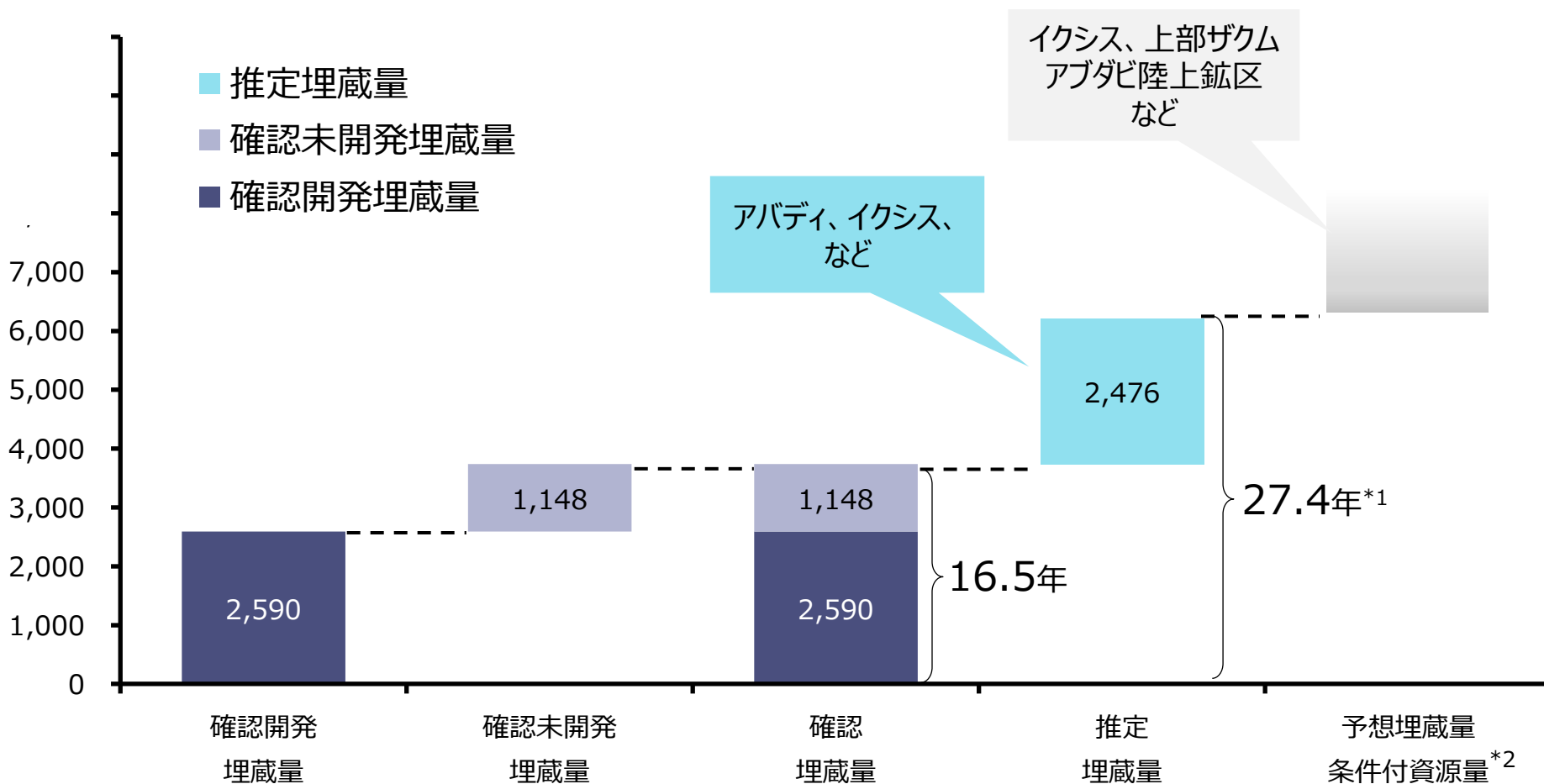
*3 推定埋蔵量は、石油技術者協会(SPE)などが策定した基準であるPetroleum Resources Management System (PRMS) に従い、評価・算定しています。確率論的手法を用いて推定埋蔵量を算定する場合には、確認埋蔵量と推定埋蔵量を合計した数量(2P)を回収できる確率が50%以上であることが必要とされています。推定埋蔵量の全量が確認埋蔵量と同様な確実性をもって開発・生産されると見込まれるわけではありません。

*4 可採年数 = 2022年12月末「確認埋蔵量」または「確認埋蔵量 + 推定埋蔵量」/ 2022年12月期生産量実績



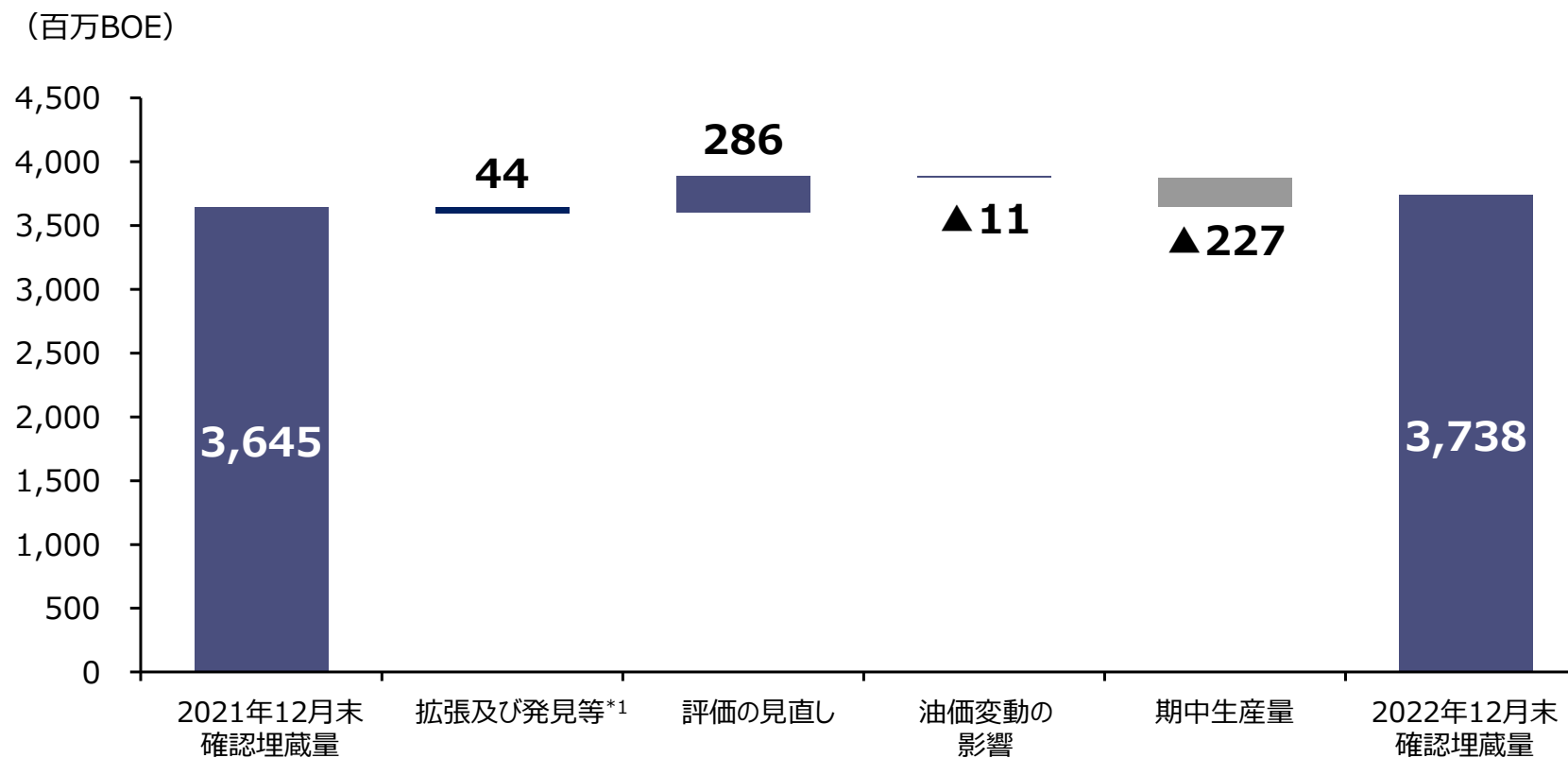
*1 2022年12月期については、ユーラシア（欧州・NIS諸国）と中東・アフリカの確認埋蔵量を合算し表示しています。

百万BOE

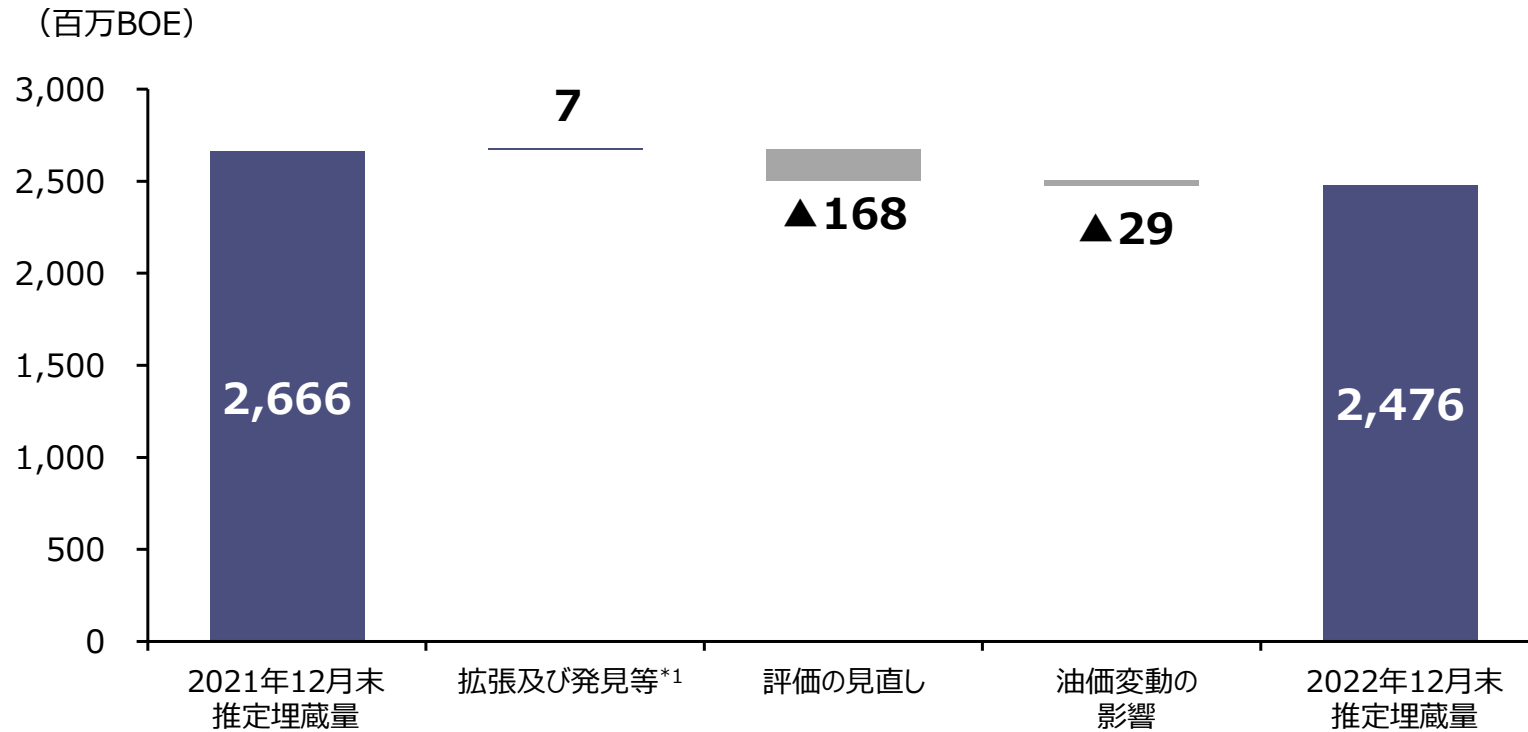


*1 可採年数 = (2022年12月末「確認埋蔵量」、「推定埋蔵量」) / (2022年12月期生産量実績)

*2 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。



*1 買収及び売却等を含む。



*1 買収及び売却等を含む。

確認埋蔵量

- 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

- 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

INPEXの気候変動対応目標

2050
絶対量ネットゼロ
(Scope1+2)*
* 当社権益分

2030
原単位30%以上低減*
(Scope1+2)
* 2019年比

Scope3の低減
バリューチェーン全体の
課題として、関連する全ての
ステークホルダーと協調し取
組を進める

中期経営計画2022-2024における目標

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) 以上低減

排出量実績

	2020年	2021年	2022年
Scope1 (千トン-CO ₂ e)	7,328	7,302	6,839
Scope2 (千トン-CO ₂ e)	148	136	69
GHG原単位 (kg-CO ₂ e/boe)	35	33	28
メタン排出原単位	0.07%	0.04%	0.05%

*1 GHG原単位 = (イクイティシェア排出量 (Scope 1+2) - オフセット) ÷ (石油・天然ガス上流事業のネット生産量+再生可能エネルギー事業の発電量)
*2 2019年排出原単位41.1kg/boeから30%以上低減

プロジェクトデータ

INPEX

鉱区名・プロジェクト名	契約形態	権益比率 (%)	原油生産量 (万バレル) *2	LPG生産量 (万バレル) *2	天然ガス生産量 (百万立方フィート) *2	フェーズ
オーストラリア						
WA-285-P*1他	コンセッション	100	-	-	-	探鉱
WA-50-L及びWA-51-L (イクシス) *1	コンセッション	66.245	上流コンデンセート： 約5.3	-	上流ガス： 約1,490*3	生産
プレリウドFLNGプロジェクト	コンセッション	17.5				生産
ヴァンゴッホ油田/コニストン油田	コンセッション	47.499	約0.9	-	-	生産
ラベンスワース油田	コンセッション	28.5	約0.3	-	-	生産
バユ・ウンダン (東チモール民主共和国)	PS	11.378120	コンデンセート： 約0.5	約0.2	約99*4	生産

*1 オペレータープロジェクト

*2 プロジェクト100%ベース。2023年1-6月平均日産量

*3 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)

*4 井戸元の生産量ではなく買主への販売に対応した数量

鉱区名・プロジェクト名	契約形態	権益比率 (%)	原油生産量 (万バレル) *2	LPG生産量 (万バレル) *2	天然ガス生産量 (百万立方フィート) *2*3	フェーズ
アブダビ						
上部ザクム油田	コンセッション	12				生産
下部ザクム油田	コンセッション	10				生産
サター油田・ウムアダルク油田	コンセッション	40				生産
陸上鉱区	コンセッション	5				生産
Onshore Block 4*2	コンセッション	100	-	-	-	探鉱

鉱区名・プロジェクト名	国名	契約形態	権益比率 (%)	原油生産量 (万バレル) *2	LPG生産量 (万バレル) *2	天然ガス生産量 (百万立方フィート) *2*3	フェーズ
東南アジア							
セブク鉱区 (ルビーガス田)	インドネシア	PS	13.5	約0.0	-	約52	生産
ベラウ鉱区 (タングーLNG)	インドネシア	PS	7.79% (ネット)	コンデンセート： 約0.5	-	約1,055	生産・開発
マセラ鉱区 (アバディLNG) *1	インドネシア	PS	65	-	-	-	開発準備
05-1b / 05-1c鉱区 (サオバン・ダイグエット ガス田)	ベトナム	PS	36.92				生産・開発
Block 4E (深海鉱区)	マレーシア	PS	52.5	-	-	-	探鉱
Block SK418 (浅海鉱区)	マレーシア	PS	40.0	-	-	-	探鉱

*1 オペレータープロジェクト

*2 プロジェクト100%ベース。2023年1-6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

鉱区名・プロジェクト名	契約形態	権益比率 (%)	原油生産量 (万バレル) *2	LPG生産量 (万バレル) *2	天然ガス生産量 *2*3	フェーズ
日本						
南長岡ガス田ほか*2	コンセッション	-	原油・コンデンセート：約0.3	-	約2.6百万m ³ /日 (約97百万cf/日)	生産

鉱区名・プロジェクト名	国名	契約形態	権益比率 (%)	原油生産量 (万バレル) *2	LPG生産量 (万バレル) *2	天然ガス生産量 (百万立方フィート) *2*3	フェーズ
欧州							
ACG油田	アゼルバイジャン	PS	9.3072	約37.5	-	-	生産
カシャガン油田	カザフスタン	PS	7.56				生産
スノーレ油田等	ノルウェー	コンセッション	3.3~30% (生産鉱区)	約17.8	-	約408*4	生産・開発・探鉱

*1 オペレータープロジェクト

*2 プロジェクト100%ベース。2023年1-6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

*4 NGL (NATURAL GAS LIQUIDS) も含む

【コアエリア①】オーストラリア

イクシスLNGプロジェクト

プロジェクト概要

- 生産井掘削作業
 - 現在、25坑目の掘削作業中
- 生産コスト（OPEX）
 - 他の当社生産プロジェクトと比較して競争力のある水準
- 生産能力
 - LNG：年間約890万トン（930万トンを安定生産できる体制の構築中）
 - LPG 年間約165万トン
 - コンデンセート 日量約10万バレル（ピーク時）
- プロジェクトライフ：約40年
- 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

各製品の出荷数

期間	LNG	陸上コンデンセート	海上コンデンセート	LPG
2018年10月-2019年3月	31	4	10	6
2019年4月-12月	84	16	23	23
2020年	122	22	34	34
2021年	117	21	32	32
2022年	112	21	29	30
2023年（上期）	65	11	15	17

周辺探鉱

- イクシスLNGプロジェクト周辺には16の探鉱区を保有。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鉱区に亘る
- 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
- WA-533-P及びWA-532-P鉱区における2D震探の収録作業は2022年5月に完了。2023年下期にWA-285-P鉱区での試掘井の掘削、AC/P66鉱区の3D震探収録作業を予定している。

【コアエリア①】オーストラリア

プレリウドFLNGプロジェクト INPEX Oil & Gas Australia Pty Ltd

- 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

ヴァンゴッホ油田、ユニストン油田及びラベンスワース油田 INPEX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及びWA-55-L鉱区)

- 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
 - 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

ラベンスワース油田(WA-43-L鉱区)

- オペレーター: Woodside
- 利権契約: 生産終了まで
- マイルストーン
 - 2010年8月、生産開始

【コアエリア①】オーストラリア（東チモール共和国）

TL-SO-T 19-12鉱区（バユ・ウンダン ガス・コンデンセート田）

INPEXサウル石油

- オペレーター：Santos
- 生産分与契約：2023年12月31日まで
- 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・オーストラリア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
 - 2022年3月、バユウンダン生産施設及びダーウィンLNG施設を再利用して周辺鉱区から排出されるCO₂を回収・貯蔵することを目的に、バユウンダンCCSのFEED作業を開始

【コアエリア②】アブダビ

アブダビ陸上鉦区

- オペレーター：ADNOC Onshore*
- 利権契約：2054年まで
- 更なる増産計画を検討中

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

アブダビ海上油田

- オペレーター
 - 上部ザクム油田：ADNOC Offshore
 - 下部ザクム油田：同上
 - サター油田・ウムアダルク油田：同上
- 目標生産能力：4油田合計の生産能力日量150万バレルに向け開発作業中
 - 上部ザクム油田：日量約100万バレル（100%）
 - 下部ザクム油田：日量約45万バレル（100%）
 - サター油田：日量約2.5万バレル（100%）
 - ウムアダルク油田（40%権益保有）：日量約2万バレル（100%）
- 利権契約
 - 上部ザクム油田：2051年まで
 - 下部ザクム油田：2058年まで
 - サター油田・ウムアダルク油田（JODCO）：2043年
- 下部ザクム油田においては、ADNOC（アブダビ国営石油会社）およびパートナー各社と密接に連携し、アセットリーダーとして主導的な立場で開発作業を実施中
- ADNOCとともにオフショア施設電力を陸上からのクリーン電力で賄う等のクリーン化を推進中
- 更なる増産計画を検討中

アブダビ陸上Block 4探鉦鉦区

- 2019年、探鉦鉦区公開ラウンドにてオペレーターとして単独で落札
- 2021年5月より試掘・評価井の掘削作業を実施中
- 複数の油ガス層を発見しており、評価作業を進めるとともに、早期の生産開始を目指す
- 鉦区面積：約6,116平方キロメートル

【コアエリア③】東南アジア

インドネシア アバディLNGプロジェクト INPEXマセラ

- オペレーター：当社
- 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
現地需要向けパイプラインガス日量1億5千万立方フィート（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2月、インドネシア国営電力会社および国営肥料会社との間で、インドネシア国内向けのLNGおよび天然ガスの長期供給に関する覚書を締結
 - 2020年12月、インドネシア国営ガス会社との間で、インドネシア国内向けのLNGの供給に関する覚書を締結
 - 2023年4月、競争力のあるクリーンなプロジェクトとして、CCSを追加した改定開発計画を提出
- 今後の予定
 - 新たなパートナーとなるPertamina・Petronasと緊密に連携、協力しながら、早期のFID、生産開始を目標

インドネシア タンゲーLNGプロジェクト MI Berau B.V. / MIベラウジャパン

- オペレーター：BP
- 生産分与契約：2055年12月31日まで
- 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
 - 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
 - 2022年12月、生産分与契約の契約期限を20年間延長
 - 2023年、第三液化系列の生産開始見込み
 - 2022年12月、生産分与契約（PSC契約）を2055年まで20年間延長することについて政府承認を取得。CCUS事業を含む開発を検討中

【コアエリア③】東南アジア

05-1b & 05-1c 鉱区 (サオバン・ダイグエットガス田)

INPEXコンソル

- 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、サオバンガス田の生産を開始
 - 2022年、ダイグエットガス田の生産を開始

セブク鉱区 (ルビーガス田)

INPEX南マカッサル

- オペレーター：PEARLOIL (SEBUKU)
- 生産分与契約：2027年9月21日まで
- 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

【コアエリア③】東南アジア

Block 4E (深海鉦区)

INPEX Malaysia E&P 4E Sdn. Bhd.

- オペレーター：INPEX Malaysia E&P 4E Sdn. Bhd.
- 生産分与契約：2059年2月14日まで（第一探鉦期間は2026年2月14日までの3年間、第二探鉦期間は2028年2月14日までの2年間）
- マイルストーン
 - 2022年12月、鉦区落札
 - 2023年2月、生産分与契約を締結
 - 2023年7月、当局より初年度予算承認、探鉦作業開始

Block SK418 (浅海鉦区)

INPEX Malaysia E&P SK418 Sdn. Bhd.

- オペレーター：PETRONAS Carigali Sdn. Bhd.
- 生産分与契約：2051年2月14日まで（探鉦期間は2027年2月14日までの4年間）
- マイルストーン
 - 2022年12月、鉦区落札
 - 2023年2月、生産分与契約を締結
 - 2023年7月、当局より初年度予算承認、探鉦作業開始

【コアエリア④】日本

国内天然ガス事業

■ 天然ガス販売状況*

- 2022年12月期販売量：22.0億m³
- 2023年12月期販売量見通し：21.1億m³
- 2030年に年間27億m³の供給見通し

■ 直江津LNG基地

- 2013年12月、直江津LNG基地の商業運転開始
- 2018年10月、イクシスの第1船（パシフィック・ブリーズ）が入港
- 2019年2月、イクシスからオセアニア・ブリーズが初入港
- 2023年7月、LNG船 第60船が入港

■ 国内パイプライン網

- 関東甲信越及び北陸地域に広がる約1,500kmの天然ガスパイプライン
- 新ライン建設
 - ・ 2022年3月、新東京ライン建設第五期工事 着工（群馬県藤岡市～埼玉県本庄市：15.9km、工期～2024年末）
 - ・ 2023年2月、両毛ライン複線化第一期工事 竣工（栃木県佐野市～群馬県館林市：5.3km）

■ カーボンニュートラル商品の販売

- 2021年より都市ガス事業者への販売開始

* 1m³当たり41.8605MJ換算

【コアエリア⑤】欧州

ノルウェー スノーレ油田等

- スノーレ油田
 - 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
 - ・ 2023年5月、浮体式洋上風力発電からスノーレ生産施設に給電開始
- フラム油田
 - オペレーター：Equinor
 - 生産開始年：2003年
- ベガ油ガス田
 - オペレーター：Wintershall Dea
 - 生産開始年：2010年
- デューバ油田
 - オペレーター：Neptune Energy
 - 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、フラムエイチノース、ビュールディングの6油田で生産中
- 2022年1月、スノーレプロジェクトをはじめとする10の生産・開発中の油ガス田権益の他、複数の有望な既発見未開発油ガス田と探鉱区を保有する出光スノーレ石油開発（新商号：INPEXノルウェー）の株式50.5%の取得完了
- INPEXノルウェー社の100%子会社のINPEX Idemitsu Norge (IIN)社がオペレーターのPL1130鉱区（当社権益比率：60%）をはじめ、主に既存油ガス田周辺エリアにおいて探鉱活動を実施中
- 2022年4月、PL293B 鉱区における油ガス層の発見（IIN社権益比率10%）
- 複数の既発見未開発油ガス田の開発を検討中

【その他エリア】

カザフスタン カシャガン油田 INPEX北カスピ海石油

- 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

* 現行の契約条件にて10年×1回の延長（2041年まで）が可能

アゼルバイジャン ACG油田 INPEX南西カスピ海石油

- オペレーター：BP
- 生産分与契約：2049年まで*
- 2021年、累計生産量40億バレルを達成

- 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
 - 2021年9月、鉦区全体の累計生産量40億バレル達成

* 2017年に、PS契約の2049年末までの延長が合意された

サハリン-1

サハリン石油ガス開発

- サハリン石油ガス開発 (SODECO) を通じ、サハリン-1プロジェクトへ参画
- 当社のSODECO株式持株比率：約6.08%
- オペレーター：SMNG-Shelf

- 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
 - 2022年10月に発令されたロシア大統領令及び政府令により、新たに設立された有限責任会社「サハリン-1」社にPSA上の権利義務が移管された

【その他エリア】

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

- オペレーター：BP
- 通油量*：日量約64.3万バレル
- 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
 - 2023年1月18日、累計40億バレル出荷を達成

* 2023年5月平均通油量

イラク共和国ブロック10鉱区 (エリドウ油田)
INPEX南イラク石油

- 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
 - 2023年3月に、商業宣言及び開発計画概要がイラク当局により承認

*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

【ネットゼロ5分野①】水素・アンモニア事業

水素・アンモニア製造・利用一貫実証プロジェクト構想 (新潟県柏崎市)

- 2022年10月、天然ガスをカーボンフリーな水素・アンモニアとして供給するビジネスモデルの実証試験を開始すべく、坑井掘削および地上設備の建設のための最終投資決定（FID）を実施
- 2023年5月末にブルー水素・アンモニア実証プラント用地の造成工事が完了し、7月12日に起工式を実施、建設工事に着手。2025年中の運転開始を目指す

ブルー水素事業（新潟県）

- 上記成果を基盤に、当社天然ガス田及び既存インフラを活用したブルー水素製造プラントを建設し、2030年頃までに商業化を目指す（10万トン規模）

クリーンアンモニア事業（アブダビ）

- 2023年4月、ADNOC/JOGMEC/三井物産/CFAAとの間でADNOCがアラブ首長国連邦アブダビ首長国にて推進するクリーンアンモニア生産プロジェクトにおける温室効果ガス排出量検証のための共同スタディに関する基本合意書を締結

海外（オーストラリア・アブダビ・インドネシア等）でのクリーン水素事業

- 海外大型事業の開発を目指し、事業性検討や協業による事業拡大を推進。水素製造・液化・出荷事業への参画等検討中
- オーストラリアの石油・ガス大手Santos、英国のコンサルタント会社Xodusおよびオーストラリア連邦科学産業研究機構（CSIRO）と共に実施する、オーストラリア国内外の水素サプライチェーンを対象とするクリーン水素ハブ（Darwin Clean Hydrogen Hub）の構築に向けた事業化検討調査が、オーストラリア政府の補助金プログラムに採択

【ネットゼロ5分野②】CCUS（上流事業のCO₂低減）

CO₂EOR実証（新潟県阿賀野市）

- 2021年4月、CO₂を用いた原油回収促進技術（EOR）の実証試験に向けたJOGMECとの共同研究を開始
- 2022年6月、実証試験に向け坑井の掘削を開始。2023年1月、完了
- 2023年中にCO₂圧入試験の実施を予定

CO₂EOR事業（アブダビ）

- ADNOCと共に、アブダビ陸上鉱区の現状年間80万トンのCCUS能力を増強することを目指す

イクシスLNGプロジェクトCCS（オーストラリア）

- 当社がオペレーターとして操業するイクシス液化基地にて、天然ガスから分離されるCO₂の圧入・貯留の実施を目指す
- 2022年8月、JOGMECとの間で「豪州LNG事業におけるGHG排出低減のためのCCS事業機会評価に関する調査」に関する共同研究の開始及びオーストラリア北部準州沖合GHGアセスメント鉱区(G-7-AP)を落札。2023-24年にかけて新規三次元地震探査データの収録、坑井掘削等の評価作業を行う予定
- 2020年代後半に導入し、第一段階として年間200万トン以上のCO₂の圧入を開始する

国内外における事業化推進

- 石油・天然ガス分野における経験・知見・アセット等を基盤に、国内外における適地調査、技術開発等を実施し、CCSビジネスの事業化を目指す
- 2023年2月、マレーシア・サラワク州内のCO₂濃度の高いガス田や各産業から排出されるCO₂を対象としたCO₂の回収・貯留プロジェクトの開発に向けた共同協力協定を、サラワク州営企業であるPetroleum Sarawak Berhadと締結
- JOGMECの公募事業である令和5年度「先進的CCS事業の実施に係る調査」委託事業において、当社が関与する「首都圏CCS事業」と「日本海側東北地方CCS事業」が審査を通過し、正式採択

【ネットゼロ5分野③】再生可能エネルギー事業

洋上風力発電事業（欧州）

ルフタダウネン洋上風力発電所

- 当社参画：2022年
- 様式：着床式洋上風力発電
- マイルストーン
 - ・ 2015年9月に運転開始

モーレイイースト洋上風力発電所

- 当社参画：2023年
- 様式：着床式洋上風力発電
- マイルストーン
 - ・ 2022年4月に運転開始

ボルセラⅢ/Ⅳ洋上風力発電

- 当社参画：2022年
- 様式：着床式洋上風力発電
- マイルストーン
 - ・ 2021年1月に運転開始

洋上風力発電事業（長崎県）（浮体式）

- 長崎県五島市沖における浮体式洋上風力発電事業実施に向けたコンソーシアムに参画
- 2022年4月に経済産業省および国土交通省より国内で初めて公募占用計画の認定を取得し、同年に工事着手

【ネットゼロ5分野③】再生可能エネルギー事業

地熱発電事業（インドネシア）

ムアララボ地熱発電事業

- 当社参画：2021年
- オペレーター：PT Supreme Energy Muara Laboh
- マイルストーン
 - 2019年12月より運転開始
 - 拡張（フェーズ2）を計画中

ランタウ・ドゥダップ地熱発電事業

- 当社参画：2022年
- オペレーター：PT Supreme Energy Rantau Dedap
- マイルストーン
 - 2021年12月より運転開始

ラジャバサ地熱発電事業

- 当社参画：2022年
- オペレーター：PT Supreme Energy Rajabasa
- マイルストーン
 - 現在、探鉱活動中

サルーラ地熱発電事業

- 当社参画：2015年
- オペレーター：Sarulla Operations Ltd.
- マイルストーン
 - 2014年、建設開始
 - 2017年3月、第1号機の商業運転開始
 - 2017年10月、第2号機の商業運転開始
 - 2018年5月、第3号機の商業運転開始

地熱発電事業（日本国内）

- 2022年6月、秋田県湯沢市小安地域での地熱発電所建設段階への移行を決定。2027年3月の運転開始に向けて準備中
- 北海道阿女鱒岳地域での地熱発電事業については調査継続中

【ネットゼロ5分野④】カーボンリサイクル・新分野事業

メタネーション事業（新潟県長岡市）

- 2023年6月、世界最大級となる家庭用1万戸分に相当する400 Nm³-CO₂/hの試験設備の建設を開始

人工光合成（オーストラリア）

- 人工光合成化学プロセス技術研究組合（ARPCChem）に 2012 年の発足当時より参画し、2022年2月に終了。2022年3月より第2期事業に引き続き参画
- 人工光合成の国際的なコンペティションにARPCChemの支援のもと東京大学と出場、2022年12月の表彰式で1位を受賞（全22チーム中）

ドローン事業

- 2021年2月、テラドローン株式会社に出資。INPEX-Terra Drone Intelligent Drone構想の実現に向け協業中
- 2022年、三菱重工、三菱重工マシナリーテクノロジー、INPEXパイプラインと共に新潟県柏崎市のガスパイプライン沿線付近にてLTE通信を活用したドローン飛行の実証試験を実施
- プラント内や長距離パイプライン網におけるドローンによる点検の実用化に向けて検討を実施中

【ネットゼロ5分野⑤】森林保全事業

森林保全事業

- InfiniteEARTH社がインドネシアで運営するRimba Raya Biodiversity Reserve REDD+プロジェクトについて、2021年に長期のカーボンクレジット取得契約を締結。同プロジェクトの支援に向けて活動中
- 新たな森林クレジット獲得に向けた適地選定のためのプロジェクト評価を実施中

カーボンファームingおよびバイオマス燃料の事業化調査（オーストラリア）

- 2022年3月、オーストラリア・ニュージーランド銀行およびカンタス航空とのカーボンファームingおよびバイオマス燃料事業協力に係る協業開始

その他データ

INPEX

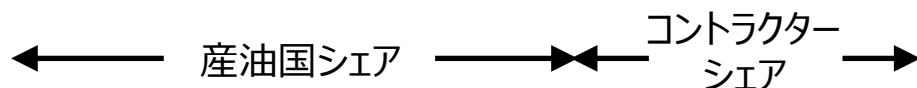


1. コスト回収額

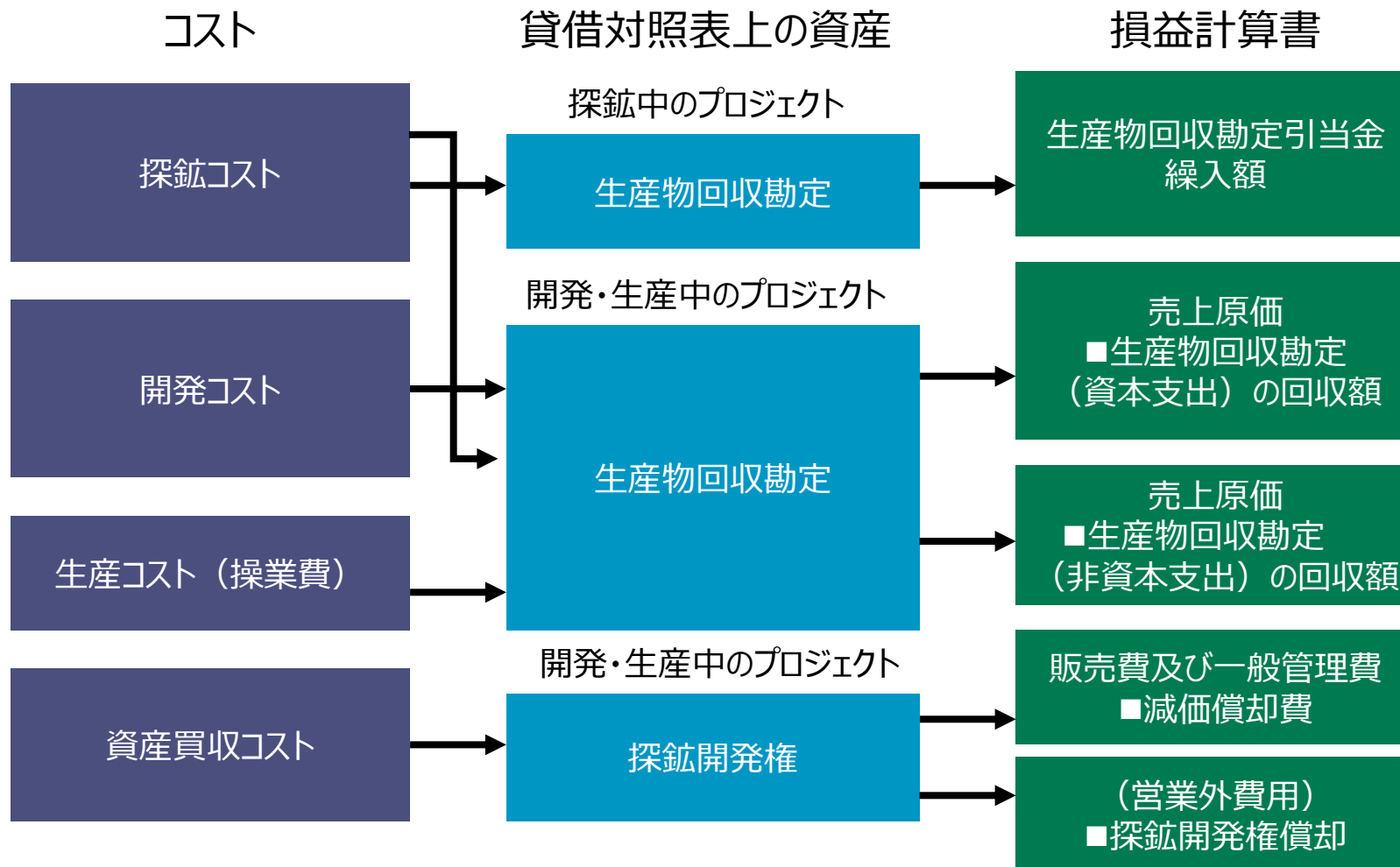
- 非資本支出の当該期回収額
- 資本支出の当該期回収額
- 前期以前に発生し回収されなかったコスト

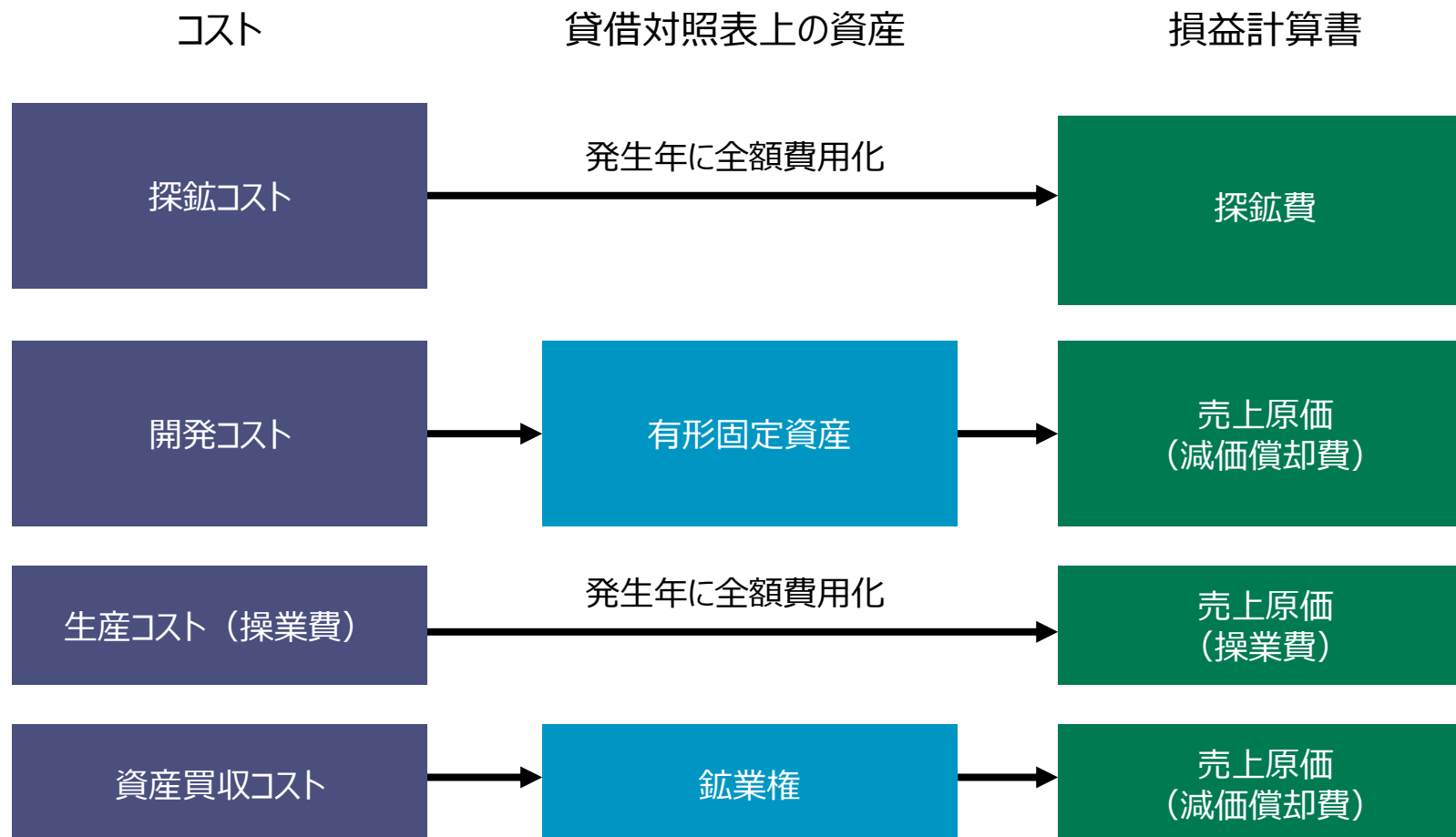


2. 利益配分原油



- : 産油国取分
 - : 課税対象
 - : 課税対象ではない
- } コントラクター取分





オーストラリア持株会社
INPEX Holdings Australia Pty Ltd

出資比率100%
連結子会社

オーストラリア操業会社
INPEX Operations Australia Pty Ltd

事業内容

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

出資比率100%
連結子会社

イクシス上流事業会社
INPEX Ichthys Pty Ltd

事業内容

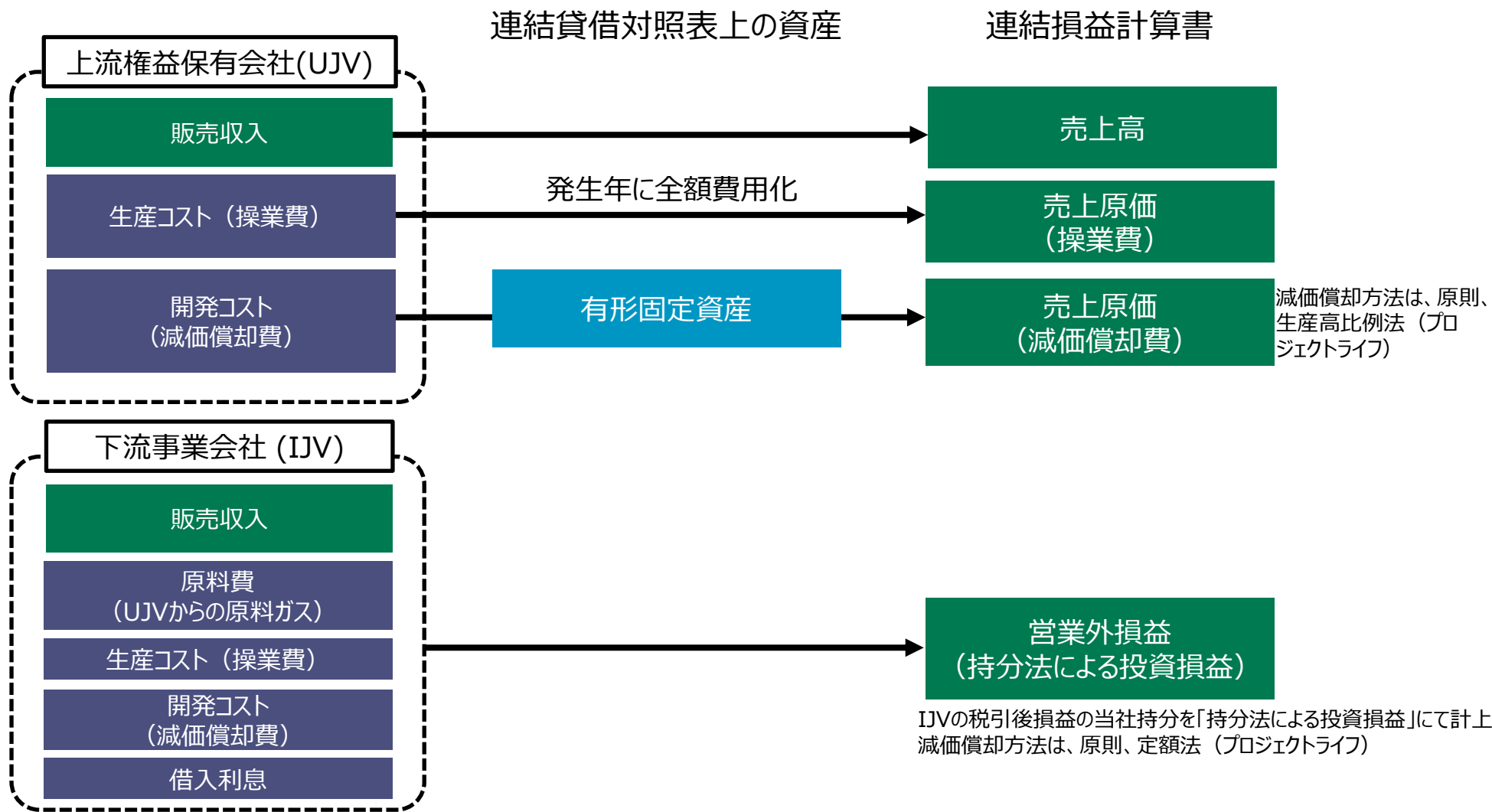
イクシスフィールドに係る鉱区権益及び沖合生産施設等を保有し、原料ガスの販売（下流事業会社向け）、及び、コンデンセートの販売を行う。

出資比率66.245%
持分法適用会社

イクシス下流事業会社
Ichthys LNG Pty Ltd

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。



※下流会社(IJV)は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。



※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。