

2022年12月期 決算説明会

参考データ集

2023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 66社

主な連結子会社	国（地域）名	出資比率	フェーズ	決算期
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	50.5%	生産中	12月

持分法適用関連会社 22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

■ 2022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	207,082	527,587	320,803	1,252,913	33,712	2,342,099	△17,439	2,324,660
セグメント利益又は 損失 (△)	△13,081	277,597	172,197	810,885	16,371	1,263,970	△17,562	1,246,408

*1 セグメント利益の調整額△17,562百万円は、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。

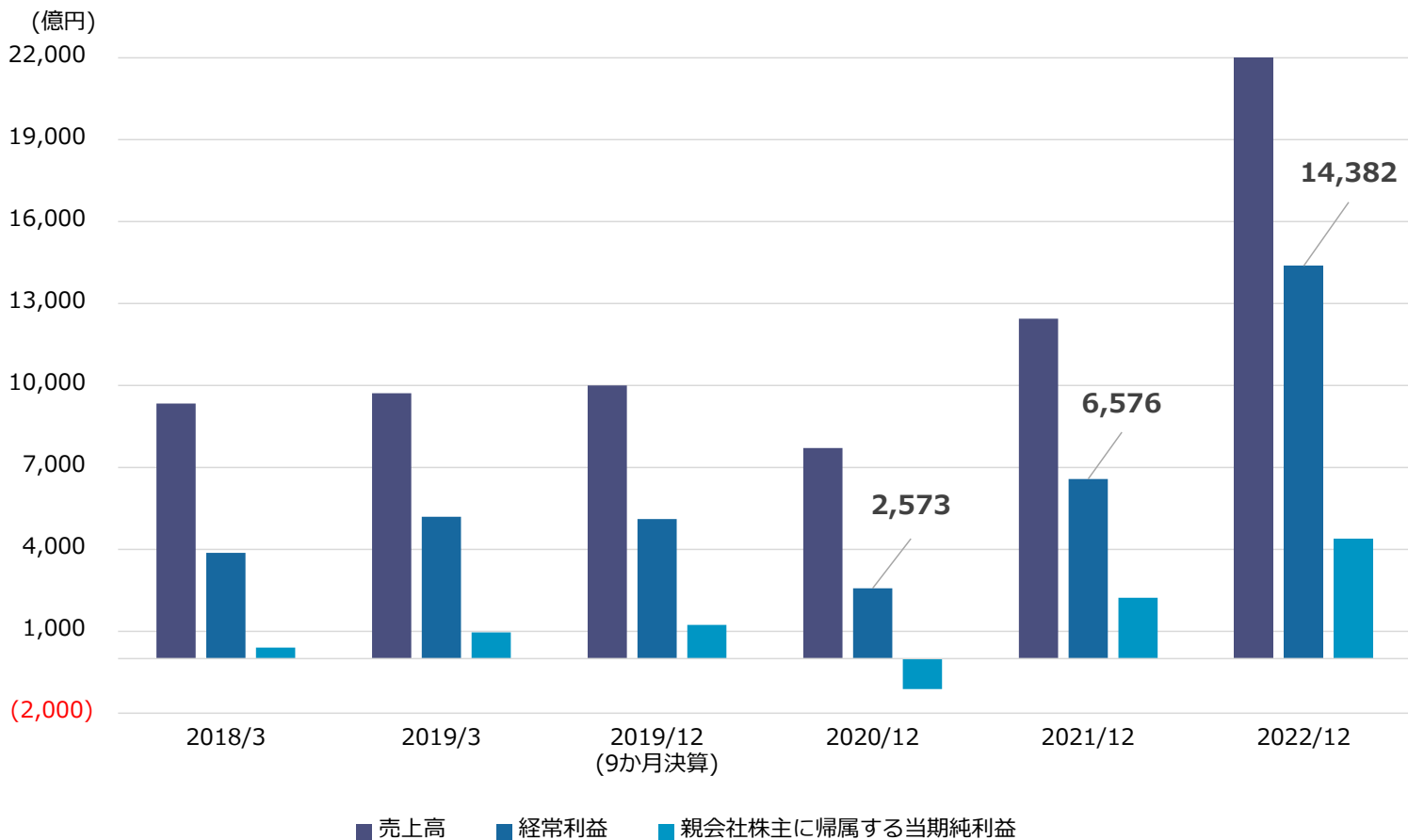
営業外収益・費用

(億円)	2021年12月期	2022年12月期	増減	増減率
営業外収益	1,122	3,318	2,196	195.7%
受取利息	311	646	335	107.9%
受取配当金	74	94	20	27.4%
持分法による投資利益	388	1,619	1,230	317.0%
生産物回収勘定引当金戻入益	75	73	△ 1	△ 2.3%
為替差益	—	303	303	—
その他	272	579	307	112.7%
営業外費用	452	1,400	947	209.3%
支払利息	137	323	186	135.5%
為替差損	67	—	△ 67	△ 100.0%
金融資産の条件変更から生じる損失	—	854	854	—
その他	248	221	△ 26	△ 10.6%

(百万円)	2021年12月期	2022年12月期	増減	備考
親会社株主に帰属する純利益	223,048	438,276	215,228	P/L
非支配株主に帰属する純損益	△ 9,123	3,620	12,743	P/L
減価償却相当額	272,276	372,304	100,028	
減価償却費	203,184	292,560	89,376	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	6,856	8,963	2,107	C/F
生産物回収勘定 (資本支出) の回収額	62,236	70,781	8,545	C/F PS契約に係る減価償却費相当額
探鉱費相当額	△ 1,127	21,806	22,933	
探鉱費	6,445	29,202	22,757	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戻入益	△ 7,572	△ 7,396	176	P/L PS契約に係る探鉱費相当額等
重要な非現金項目	23,048	△ 38,586	△ 61,634	
法人税等調整額	34,094	17,563	△ 16,531	P/L
為替差損益	13,618	△ 5,500	△ 19,118	C/F
金融資産の条件変更から生じる損失	-	85,483	85,483	P/L
持分法による投資損益	△ 38,834	△ 161,931	△ 123,097	C/F
減損損失	14,170	25,799	11,629	P/L
税引後ネット支払利息	△ 12,504	△ 23,262	△ 10,758	P/L 税引後の支払利息一受取利息
EBIDAX	495,618	774,158	278,540	

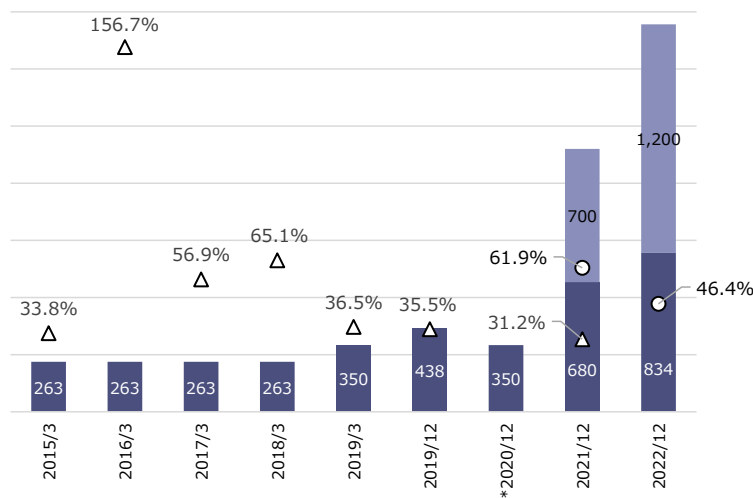
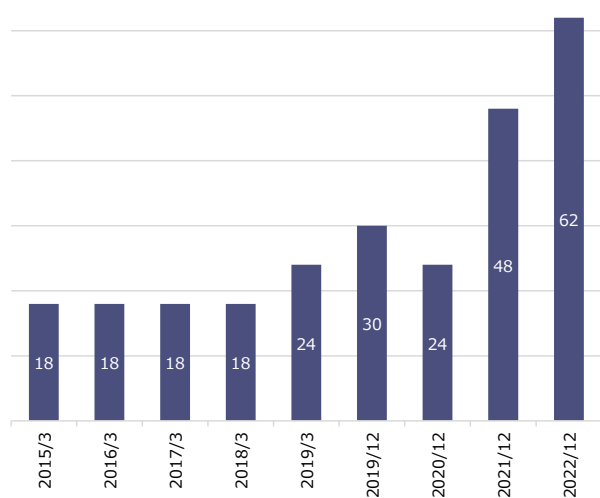
生産物回収勘定の増減推移

(百万円)	2021年12月期	2022年12月期	備考
生産物回収勘定 (期首)	575,544	548,170	
増加 :			
探鉱投資	1,014	1,234	
開発投資	27,949	33,608	主にACG、コンソン
操業費	17,553	22,399	主にカシャガン
その他	3,566	6,694	
減少 :			
コスト回収 (CAPEX)	62,236	70,781	主にACG、コンソン
コスト回収 (Non-CAPEX)	15,222	19,182	主にカシャガン
その他	-	601	
生産物回収勘定 (期末)	548,170	521,541	主にカシャガン
生産物回収勘定引当金	61,871	53,873	



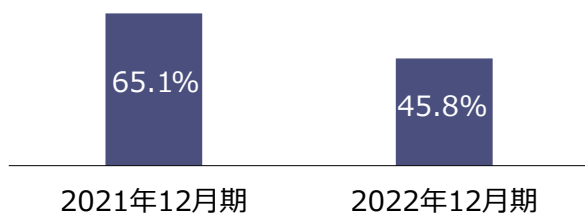
年間配当金 (円/株)

配当総額・自己株式取得額 (億円) および総還元性向 (%)

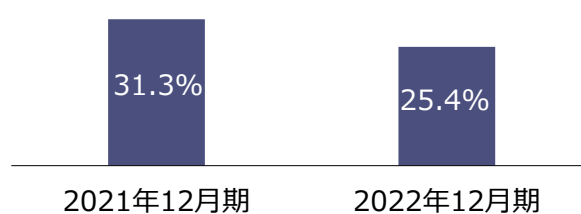


* 2020年12月期については、純損失のため配当性向は該当なし

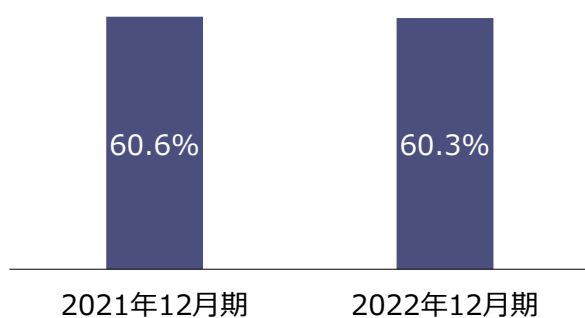
イクシス下流IJV含むD/Eレシオ（ネット）*1



D/Eレシオ（ネット）*1



自己資本比率*2

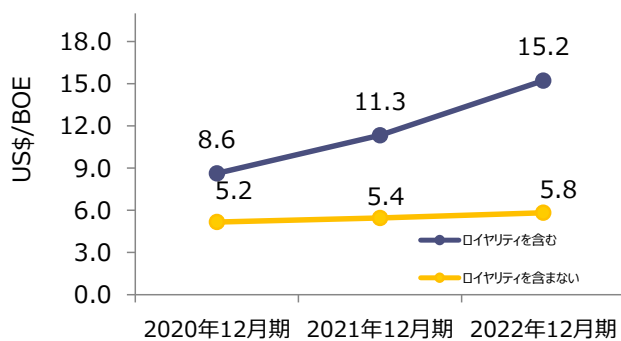


*1 D/Eレシオ（ネット）=（有利子負債-現金及び預金）/（純資産-非支配株主持分）

*2 自己資本比率 =（純資産-非支配株主持分）/総資産

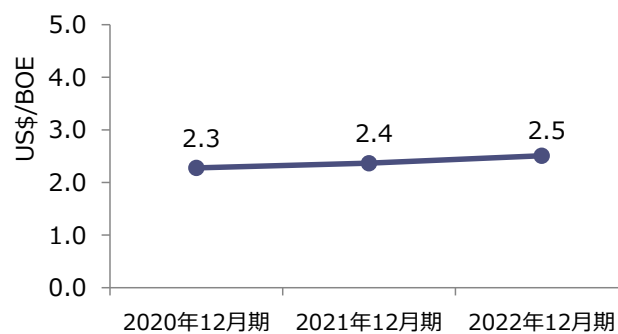
埋蔵量・生産量指標

原油換算1バレル当たりの生産コスト



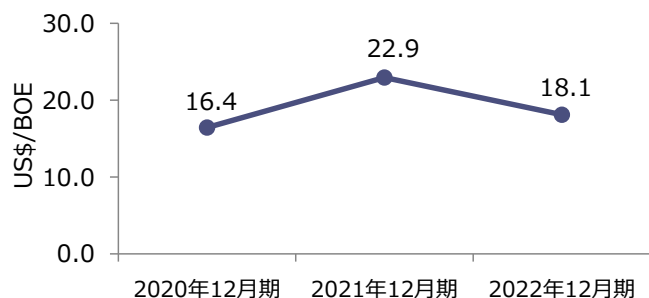
* 期中生産量（原油換算）1バレル当たりの生産コスト

原油換算1バレル当たりの販売費及び一般管理費



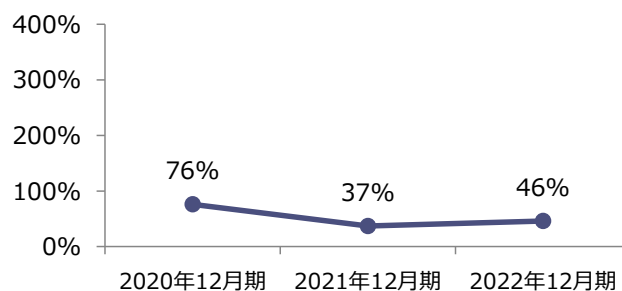
* 期中生産量（原油換算）1バレル当たりの販売費及び一般管理費

原油換算1バレル当たりの探鉱・開発コスト（3年平均）



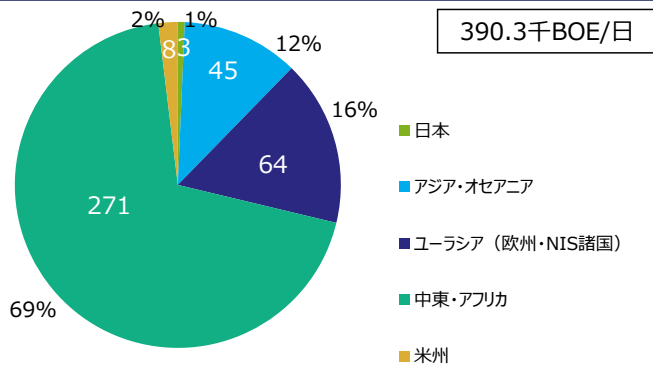
* 探鉱・開発費用及び権益の取得費用の合計額を確認埋蔵量増加分で除した数値

リザーブ・リプレースメント・レシオ（3年平均）

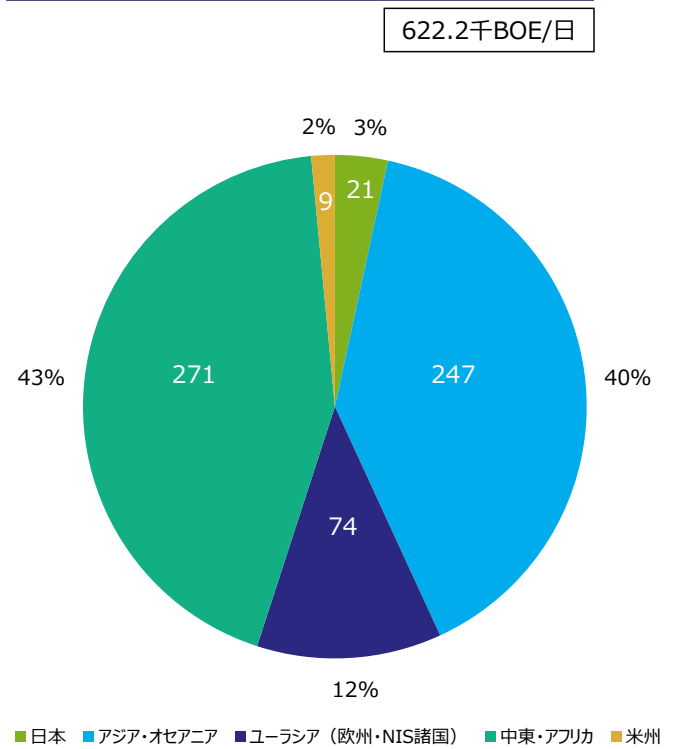


* 期中の確認埋蔵量増加分/期中生産量

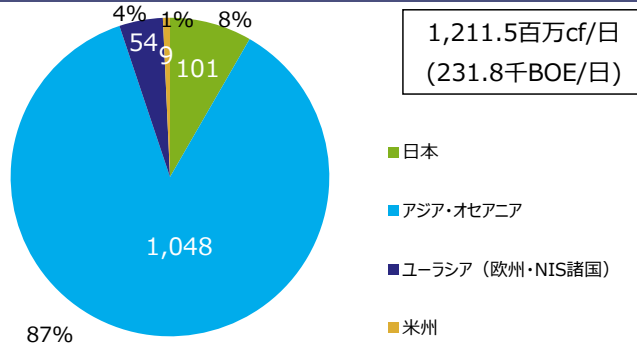
原油・コンデンセート・LPG



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。

		2022年12月期（実績）	2023年12月期（予想）	増減	増減率
販売量	原油（千bbl）*1	138,116	139,642	1,526	1.1%
	天然ガス（百万cf）*2	442,416	524,197	81,781	18.5%
	うち海外分	360,291	438,249	77,958	21.6%
	うち国内分	82,125 (2,201百万m ³)	85,948 (2,303百万m ³)	3,823 (102百万m ³)	4.7%
	LPG（千bbl）*3	109	514	406	373.0%

*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

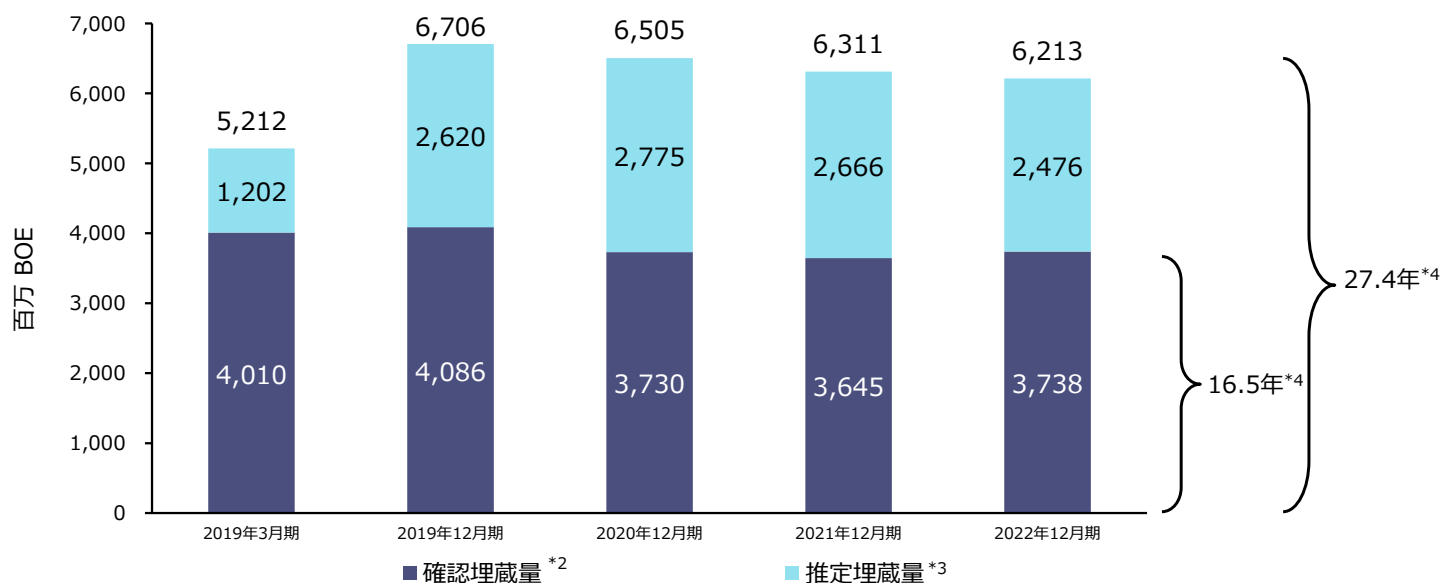
持分発電容量

	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
INPEX メガソーラー上越	日本	100%	2MW×2	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
合計			1,430.9MW	345.8MW

セグメント別発電量 (百万kWh)

	2021年12月期	2022年12月期
日本	207.6百万kWh	199.3百万kWh
アジア・オセアニア	392.4百万kWh	425.4百万kWh
ユーラシア (欧州・NIS諸国)	—	313.2百万kWh
合計	600.0百万kWh	937.9百万kWh

埋蔵量*1

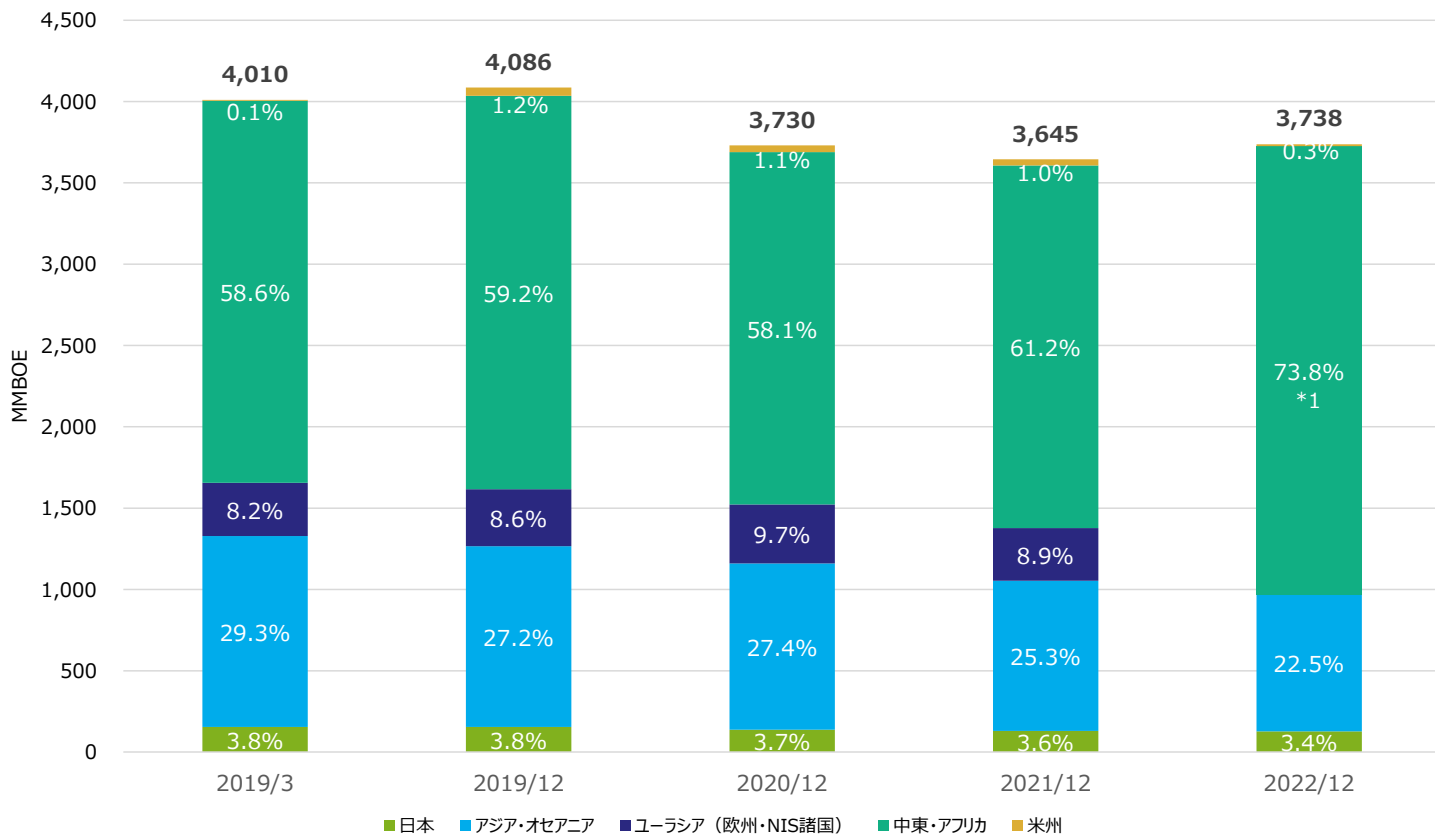


*1 埋蔵量は、持分法適用関連会社を含む当社グループの主要なプロジェクトを対象とし、今後の開発投資が巨額であり、将来の業績への影響が大きいと考えられるプロジェクトについては、DeGolyer & MacNaughton社にて、その他については自社にて、評価・算定した値です。

*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。

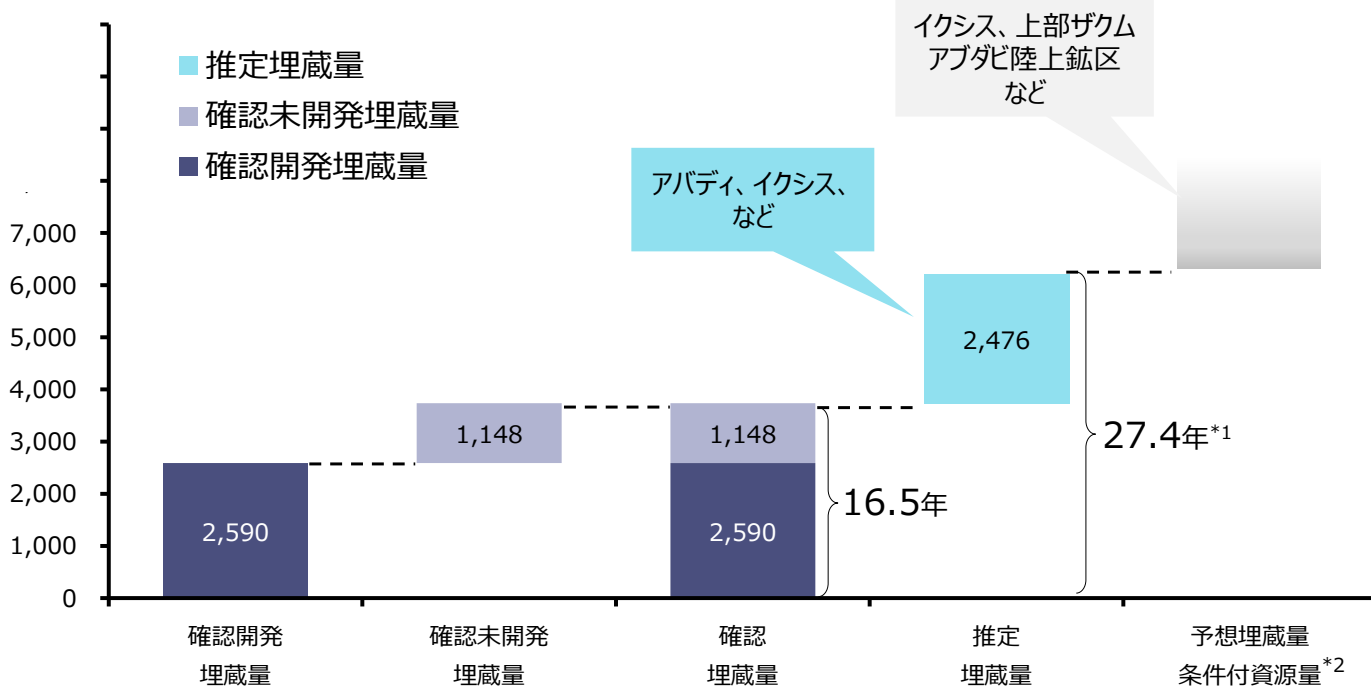
*4 可採年数 = 2022年12月末「確認埋蔵量」または「確認埋蔵量 + 推定埋蔵量」/ 2022年12月期生産量実績



*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。

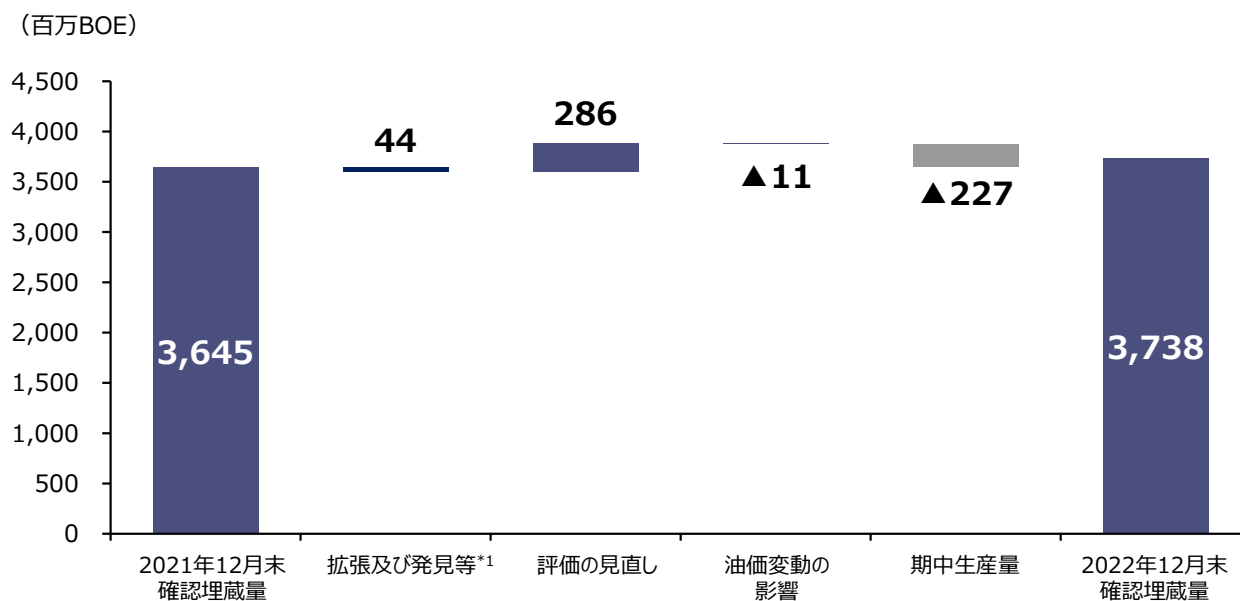
確認・推定埋蔵量等によるアップサイドポテンシャル

百万BOE

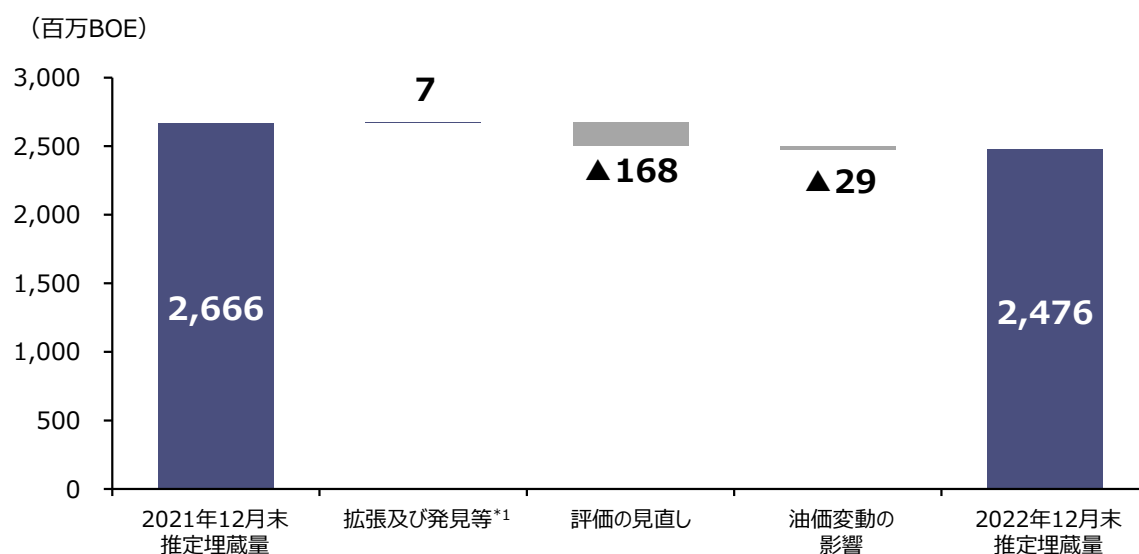


*1 可採年数 = (2022年12月末「確認埋蔵量」+「推定埋蔵量」) / (2022年12月期生産実績)

*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。

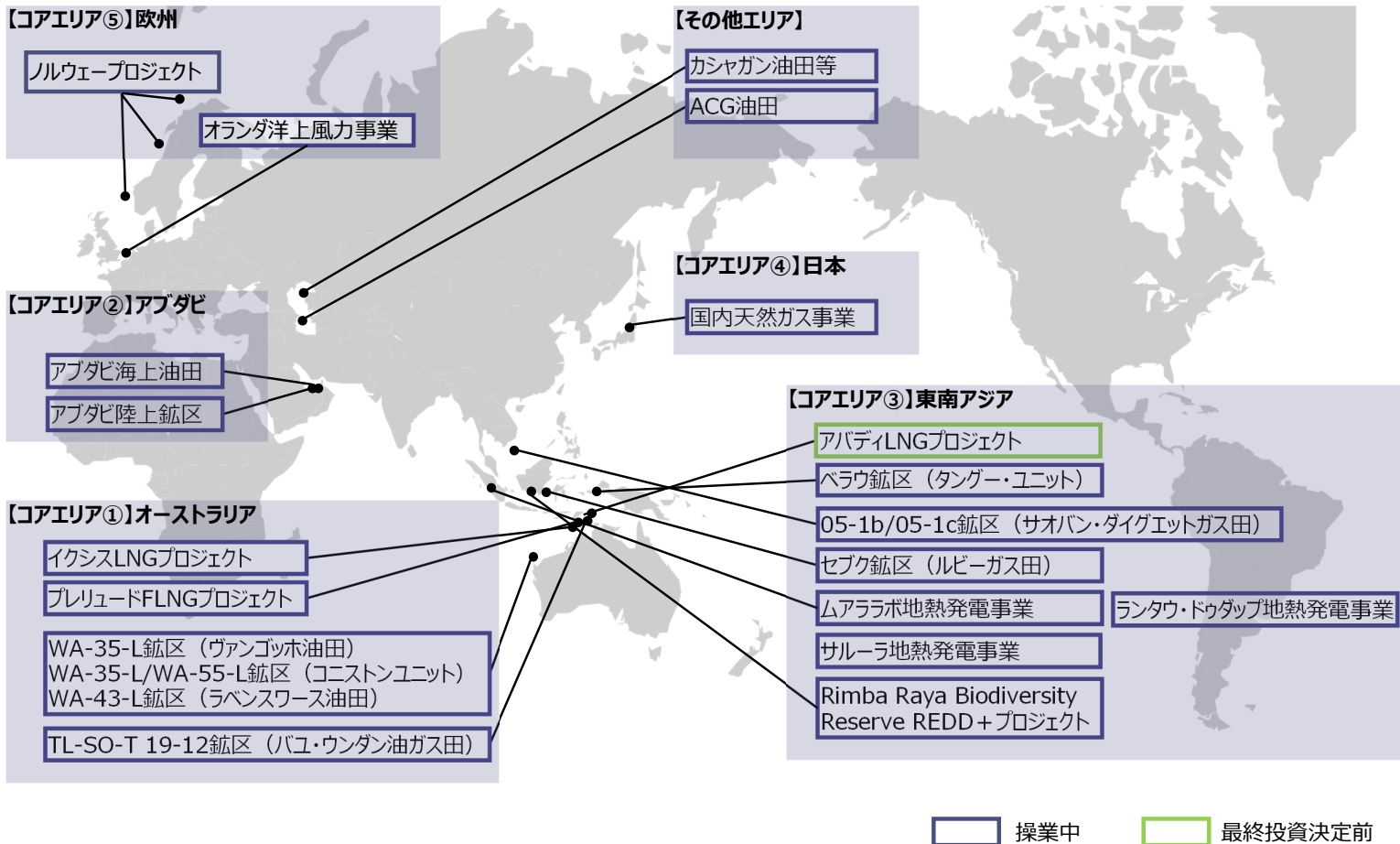
確認埋蔵量

- 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



【事業ハイライト】石油・天然ガス分野

【コアエリア①】オーストラリア

イクシスLNGプロジェクト (生産中、当社権益66.245%)

- 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。
- 生産量 (2022年10~12月平均日量)
 - 上流ガス*：日量約1,562百万立方フィート
 - 上流コンデンセート：日量約5.9万バレル

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4~12月	84	16	23	23
2020年	122	22	34	34
2021年	117	21	32	32
2022年	112	21	29	30

* 井戸元の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)

【コアエリア②】アブダビ

アブダビ陸上鉱区 (生産中、当社権益5%)

- 目標生産能力：日量200万バレル (100%)
- 更なる増産計画を検討中

アブダビ海上油田 (生産中)

- 目標生産能力
 - 上部ザクム油田 (12%権益保有)：日量約100万バレル (100%)
 - 下部ザクム油田 (10%権益保有)：日量約45万バレル (100%)
 - サター油田 (40%権益保有)：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%)
- 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
- 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グリーン電力で賄う等のグリーン化を推進中
- 更なる増産計画を検討中

アブダビ陸上Block 4探鉱鉱区 (探鉱中、当社権益100%)

- 2019年、探鉱鉱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

【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（開発準備中、当社権益65%）

- 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
- 契約期間：1998年11月16日～2055年11月15日
- 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
- 今後の予定
 - CCSの導入等のグリーン化について包括的な検討を行い、グリーンで競争力のあるプロジェクトとして2030年代初頭の生産開始を目指し、事業を推進する予定。そのための開発計画の再改定について政府・関係機関と交渉を継続し、2020年代後半の最終投資決定を目標とする

インドネシア タングーLNGプロジェクト（生産中、当社権益7.79%（ネット））

- 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④】日本

国内天然ガス事業（生産中、当社権益100%）

- 天然ガス販売量（1m³当たり41.8605MJ換算）
 - 2022年12月期（実績）：22.0億m³
 - 2023年12月期（見通し）：23.0億m³
- 直江津LNG基地
 - 2022年7月、LNG船 第50船が入港
- 天然ガスパイプライン網
 - 2022年3月、新東京ライン建設第五期工事 着工
- カーボンニュートラル製品の販売
 - 2021年より都市ガス事業者への販売開始

【コアエリア⑤】欧州

ノルウェー スノーレ油田等（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鉦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
- 現在（2022年10-12月平均）の生産量は合計日量約3.3万boe（INPEX Idemitsu Norge (IIN)社分）
- 2022年4月、PL293B 鉦区における油ガス層の発見（IIN社権益比率10%）

【その他エリア】

カザフスタン カシャガン油田（生産中、当社権益7.56%）

- 生産日量45万バレルを目指し作業中

アゼルバイジャン ACG油田（生産中、当社権益9.31%）

- 2021年、累計生産量40億バレルを達成

【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。
- ブルー水素・アンモニア製造実証プラントを建設し、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）

- ADNOC（アブダビ国営石油会社）、JERA、JOGMECとアブダビにおけるクリーンアンモニア生産の事業化可能性に関する共同調査を実施。
- この調査の結果を基盤として、アブダビでクリーンアンモニア製造プラントを建設し、2020年代後半からの供給を目指す。

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。
- 2022年、オーストラリアの発電会社AGL Energyとの間で南オーストラリア州およびニューサウスウェールズ州におけるグリーン水素製造プロジェクトの実現可能性調査に関する覚書を締結のうえ、水素の輸出や水素を利用したメタネーションに関する調査を実施中。

【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、アブダビ陸上鉦区の現状年間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との間でオーストラリアLNG事業におけるCCS事業に向けた共同研究の開始及びオーストラリア北部準州沖合GHGアクセスメント鉦区（G7-AP）を落札。
- 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。
- 2022年4月、PTTEPおよび日揮ホールディングスと、タイ国におけるCCS事業化に関する覚書を締結。
- 2022年、経済産業省が主催するCCS長期ロードマップ検討会に参加し、国内CCSの事業化に向けた枠組み作りに関与。
- 2023年1月、船舶輸送を用いたCCSバリューチェーン事業の実現可能性を検討すべく、伊藤忠商事、三菱重工業、大成建設との間で共同スタディの実施に関する覚書を締結。

【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（オランダ）（着床式）

- 2022年2月にオランダ沖合にて操業中のルフタダウネン洋上風力発電所の50%持分、2022年3月にボルセルIII/IV洋上風力発電所の15%持分を取得。現在、順調に運転中。

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。2024年1月の商業運転を目指す。

地熱発電事業（インドネシア）

- 2021年12月、インドネシアのムアララポ地熱発電事業に参画、その後権益を追加取得（実質的当社持分30%）。追加開発も検討。
- 2022年10月、インドネシアのランタウ・ドゥグップ地熱発電事業に参画（実質的当社持分27.4%）。
- 2022年12月、インドネシアのラジャバサ地熱事業に参画（実質的当社持分31.45%）。

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）

- NEDO助成事業として、400Nm³/hのメタン製造プラントの建設・操業、当社ガスパイプラインでの販売による実用化技術開発を推進中。EPC（設計・調達・設計）作業へ移行中。

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（ARPCHEM）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ARPCHEM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

Rimba Raya REDD+プロジェクトの支援（インドネシア）

- 2021年2月、Rimba Raya REDD+プロジェクトへの支援を通じて5年間で500万トンのカーボンクレジットを取得することをInfiniteEARTH社と合意。オランウータン保護のための3つのリリースキャンプ建設を準備中。

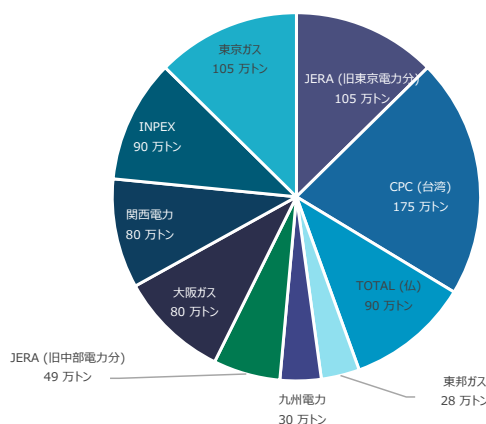
カーボンファームिंगおよびバイオマス燃料の事業化調査（オーストラリア）

- 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ムिंगおよびバイオマス燃料事業協力をに係る協業開始。

【コアエリア①】オーストラリア

- 当社権益比率：66.245%（オペレーター）
- プロジェクトライフ：約40年
- 生産能力
 - LNG：年間約890万トン
 - 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）
- 確認埋蔵量
 - 約10.11億 BOE(当社権益比率66.245%ベース)
- マーケティング
 - LNG：年産840万トン分売買取約締結済
 - LNGの約7割が日本買主向け
 - LPG：当社権益全量等の売買取約締結済
- 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

LNG長期販売契約数量（840万トン／年）

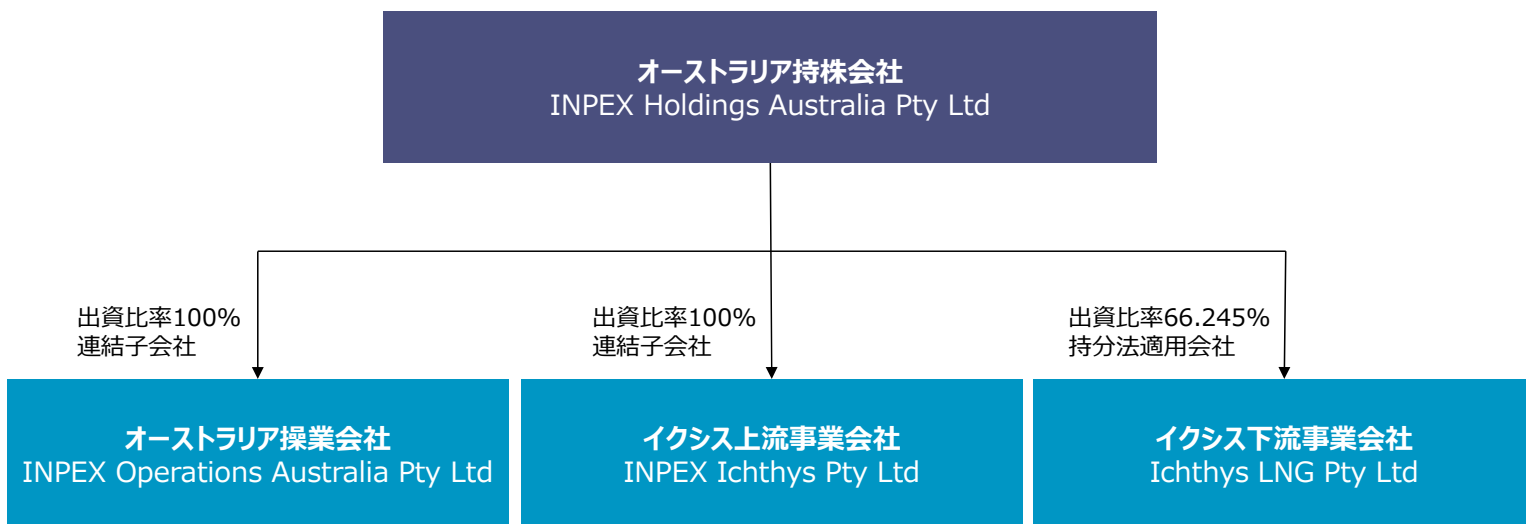


■ 開発作業時の主要EPC請負業者

- 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
事業スキーム

【コアエリア①】オーストラリア



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。

事業内容

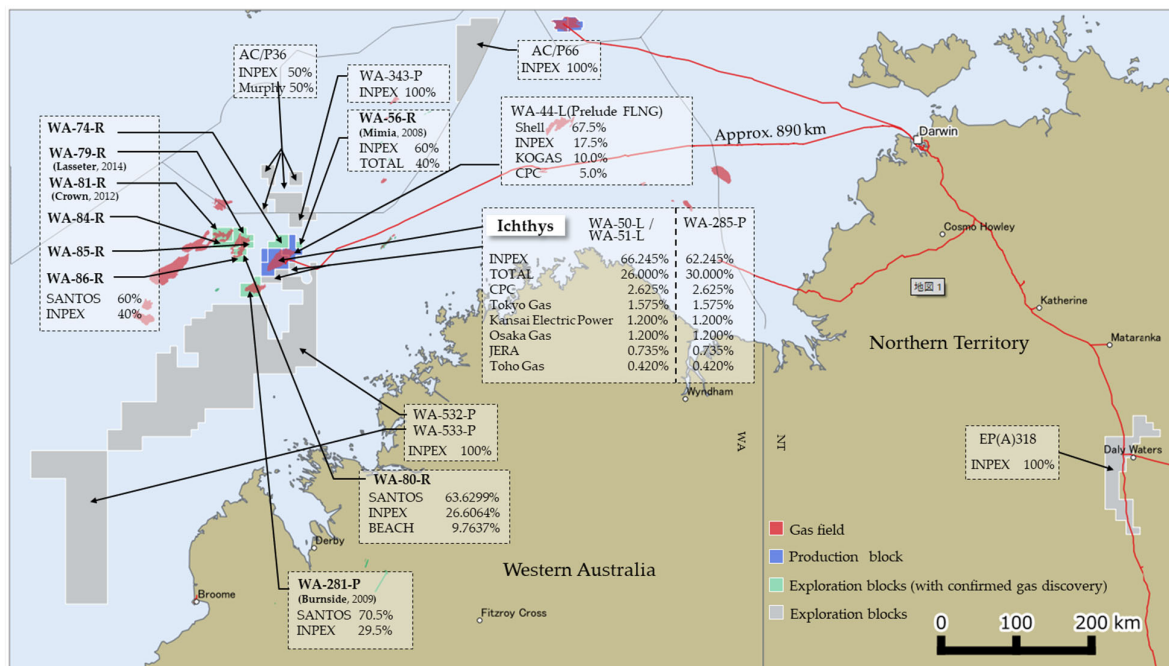
イクシスフィールドに係る鉱区権益及び沖合生産施設等を保有し、原料ガスの販売（下流事業会社向け）、及び、コンデンセートの販売を行う。

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。

【コアエリア①】オーストラリア

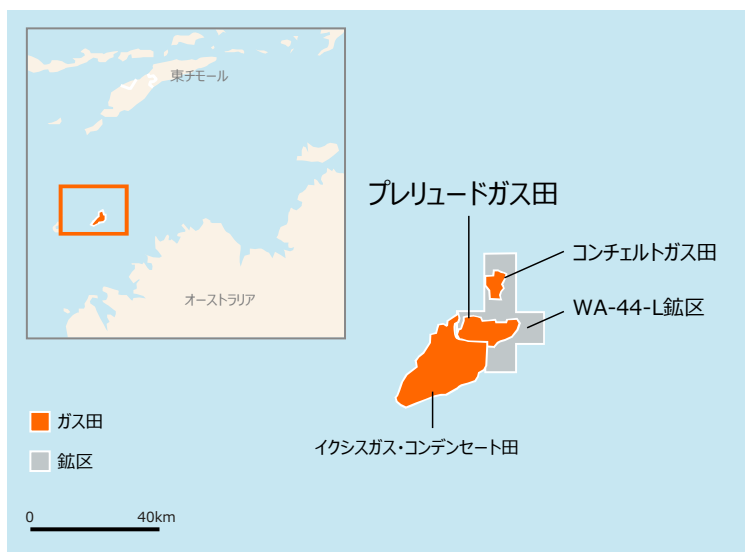
- イクシスLNGプロジェクト周辺には16の探鉱区を保有。これまでに、クラウン、ラセター、ミア、バーンサイド等のガス構造を発見し、これらのガス構造は少なくとも9鉱区に亘る
- 従前よりダーウィンに複数の追加トレインが建設可能な用地確保済
- WA-533-P及びWA-532-P鉱区における2D震探の収録作業は2022年5月に完了。2023年以降にAC/P66鉱区の3D震探収録作業、WA-285-P及びWA-343-P鉱区での試掘井の掘削を予定



Copyright © 2023 INPEX CORPORATION. All rights reserved.

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

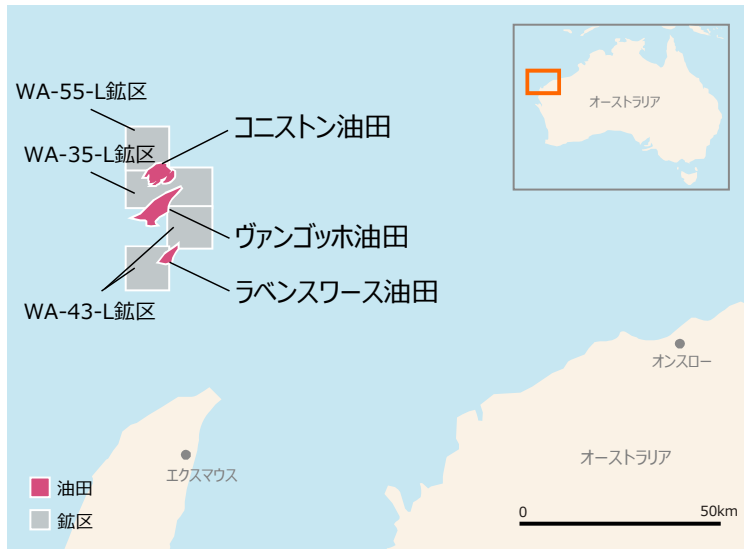
【コアエリア①】オーストラリア



- 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

Copyright © 2023 INPEX CORPORATION. All rights reserved.



**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)**

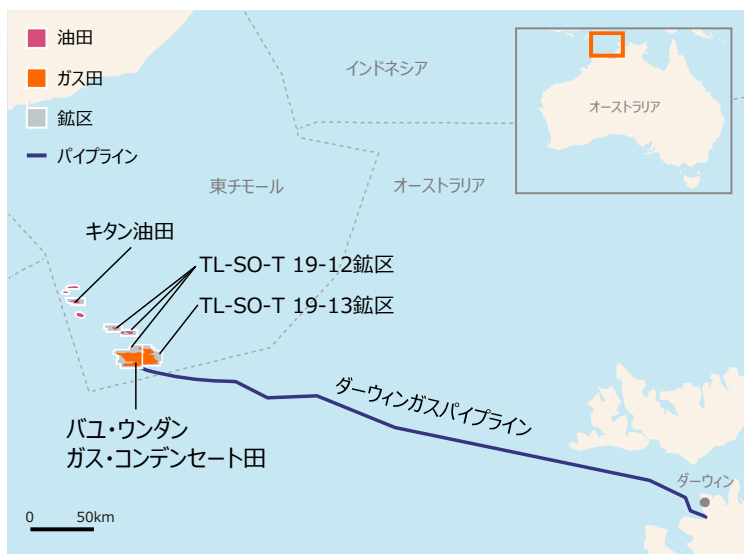
- 当社権益比率：47.499%
(オペレーター：Santos)
- 利権契約：生産終了まで
- 原油生産量*：日量約8千バレル
- マイルストーン
 - 2010年2月、ヴァンゴッホ油田にて原油生産開始
 - 2015年5月、コニストン油田にて原油生産開始
 - 2016年7月、コニストン油田ノバラ構造にて原油生産開始
 - 2019年1月、ヴァンゴッホ油田追加開発井から原油生産
 - 2021年第2四半期よりヴァンゴッホ油田追加開発井3坑の掘削、2021年第3四半期から順次原油生産開始

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：Woodside)
- 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

* 鉱区100%ベース、2022年12月平均日産量

**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**

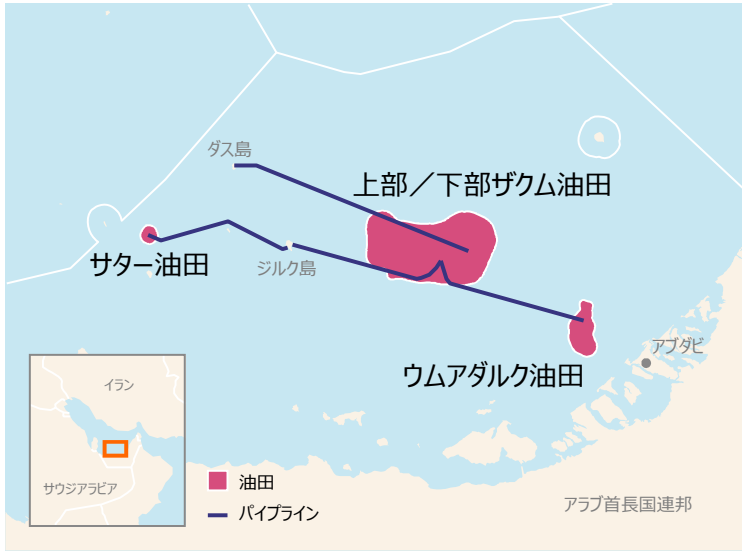


- 当社権益比率：11.378120%
(オペレーター：Santos)
- 生産分与契約：2023年3月31日まで
- 生産量*1
 - コンデンセート：日量約5千バレル
 - LPG：日量約2千バレル
 - 天然ガス*2：日量約99百万立方フィート
- マイルストーン
 - 2004年2月、コンデンセート/LPG販売開始
 - 2005年8月、東京電力（現JERA）/東京ガスとLNG販売契約締結
 - 2006年2月、LNG販売開始
 - 2019年8月に、東チモール・オーストラリア両政府間の海上国境の画定を受け、東チモール政府と新たなPSCを締結。（旧PSCと同等条件での事業継続決定済）
 - 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

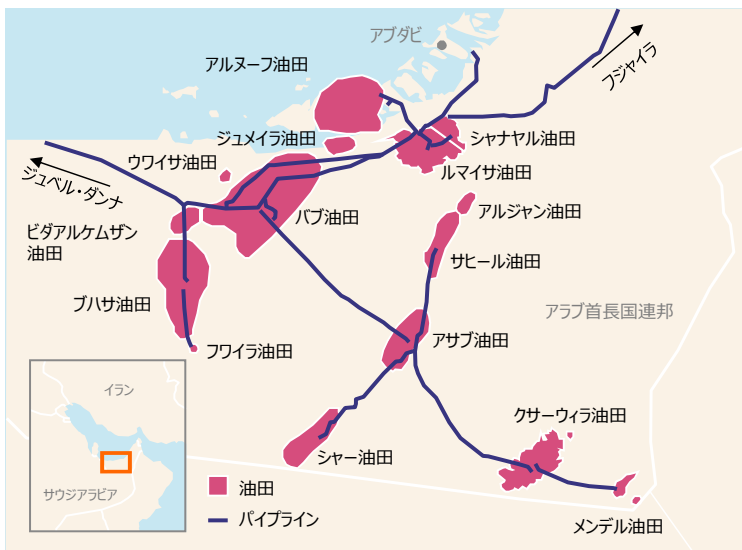
一部暫定領海線を含む

*1 鉱区100%ベース、2022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



- **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

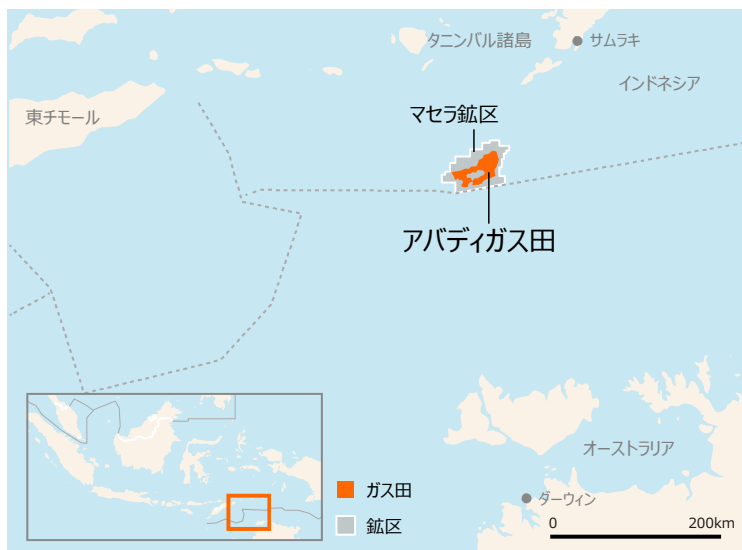


- 当社権益比率：5% (オペレーター：ADNOC Onshore*)
- 利権契約：2054年まで

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

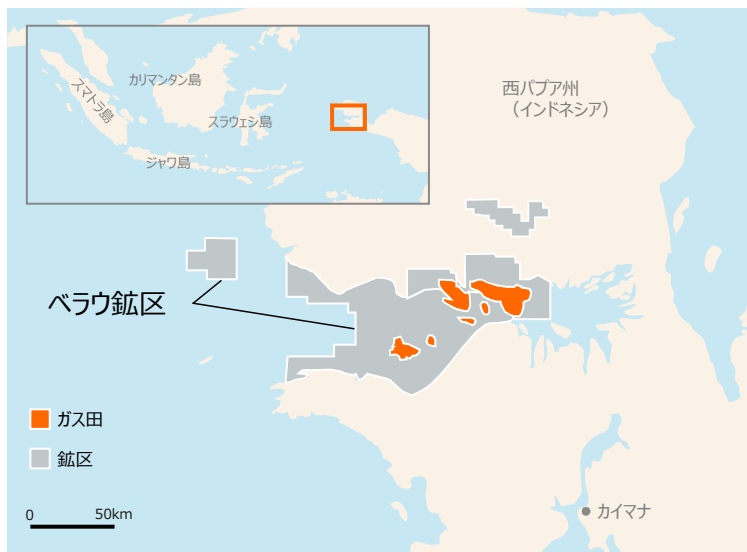


- 当社権益比率：100%
(オペレーター：JODCO Exploration Limited)
- 鉱区面積：約6,116平方キロメートル



一部暫定領海線を含む

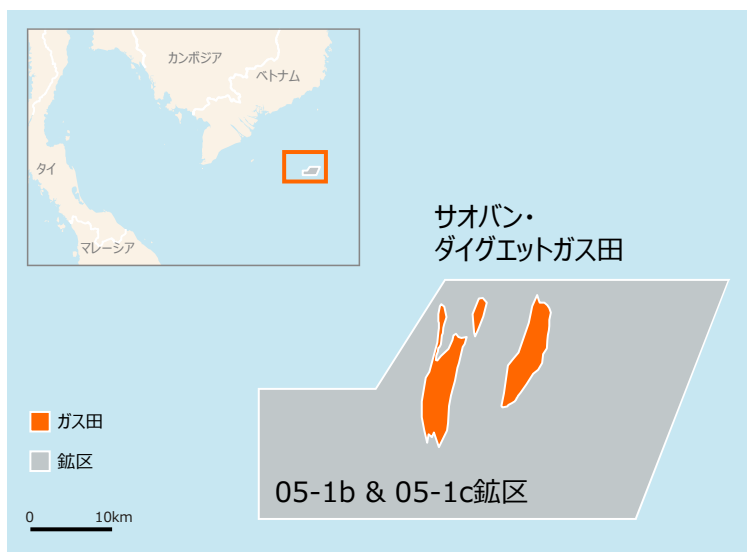
- 当社権益比率：65% (オペレーター)
- 生産分与契約：2055年11月15日まで
(2019年10月延長契約等を締結)
- 生産規模
 - 天然ガス総生産量 (LNG 換算) 年産1,050 万トン
 - ・ LNG年産950万トン規模
 - ・ 現地需要向けパイプラインガス日量1億5千万立方フィート (予定)
 - コンデンセート日量最大約 3.5 万バレル規模
- マイルストーン
 - 2017年6月、インドネシア政府からNational Strategic Projectに、同年9月にはPriority Infrastructure Projectに認定
 - 2019年7月、陸上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、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



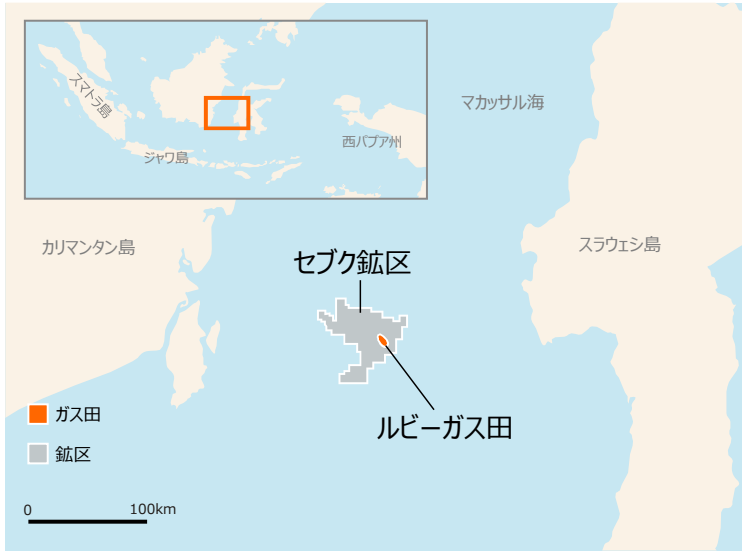
- 当社権益比率：7.79% (ネット)
(タングーユニット) (オペレーター：BP)
- 生産分与契約：2055年12月31日まで
- 生産量*1
 - コンデンセート：日量約6千バレル
 - 天然ガス*2：日量約1,145百万立方フィート
- LNG生産能力：年間760万トン
- マイルストーン
 - 2009年7月、LNG販売開始
 - 2016年7月、拡張プロジェクト (年間380万トンの生産能力を有する第三液化系列を増設) の最終投資決定、現在建設作業中
 - 2021年8月、ヴォルワタガス田のCCUS及びUbadariガス田開発に係る開発計画 (POD) の承認をSKK Migasより取得
 - 2022年12月、生産分与契約の契約期限を20年間延長

*1 鉱区100%ベース、2022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

05-1b & 05-1c鉱区 (サオバン・ダイグエットガス田)
INPEXコンソ



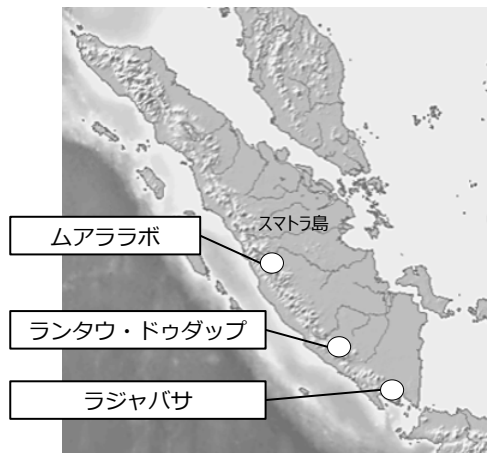
- 当社権益比率：36.92%
(オペレーター：出光ベトナムガス開発)
- 生産分与契約：2034年11月17日まで
- 生産量 (見込み)
 - 天然ガス：年産15億m³
 - 原油・コンデンセート：年産280万バレル
- マイルストーン
 - 2011年2月、試掘井掘削の成功
 - 2013年6月、ガス・コンデンセート層を発見
 - 2014年8月、ガス・コンデンセート層を発見
 - 2018年2月、最終投資決定
 - 2020年11月、サオバンガス田からガス販売開始
 - 2022年8月、ダイグエットガス田の開発完了



- 当社権益比率: 13.5%
(オペレーター: PEARLOIL (SEBUKU))
- 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32百万立方フィート
- 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 鉱区100%ベース、2022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

ムアララボ地熱発電事業、ランタウ・ドゥダップ地熱発電事業、ラジャバサ地熱発電事業
INPEX地熱開発



ムアララボ地熱発電事業

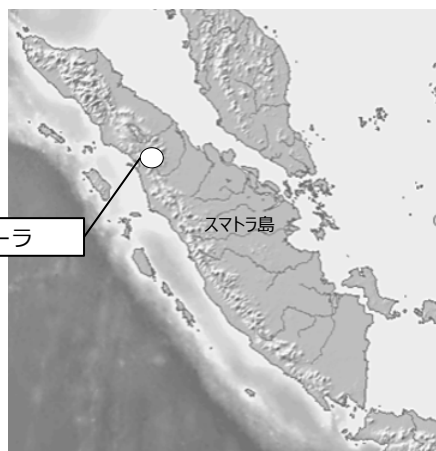
- 出資形態: 計30%出資 (当社参画: 2021年)
(30%権益を保有するPT Supreme Energy Sumatera の33.333%の株式保有、直接保有20%)
(オペレーター: PT Supreme Energy Muara Laboh)
- 発電容量: 約85MW
- マイルストーン
 - 2019年12月より運転開始
 - 拡張 (フェーズ2) を計画中

ランタウ・ドゥダップ地熱発電事業

- 出資形態: 27.4%出資 (当社参画: 2022年)
(オペレーター: PT Supreme Energy Rantau Dedap)
- 発電容量: 約98.4MW
- 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

- 出資形態: 31.45%出資 (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



- 出資形態：18.2525%出資（当社参画：2015年）
（オペレーター：Sarulla Operations Ltd.）
- 発電容量：330MW（3ユニット）
- 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



Rimba Raya Biodiversity Reserve REDD+プロジェクト

- マイルストーン
 - 2021年2月、同プロジェクトの支援を通じて5年間で500万トンのカーボンクレジットを取得することをInfiniteEARTH社と合意。
 - オランウータン保護のための3つのリリースキャンプ建設を支援中。適地選定のフィールドサーベイ完了。

【コアエリア④】日本

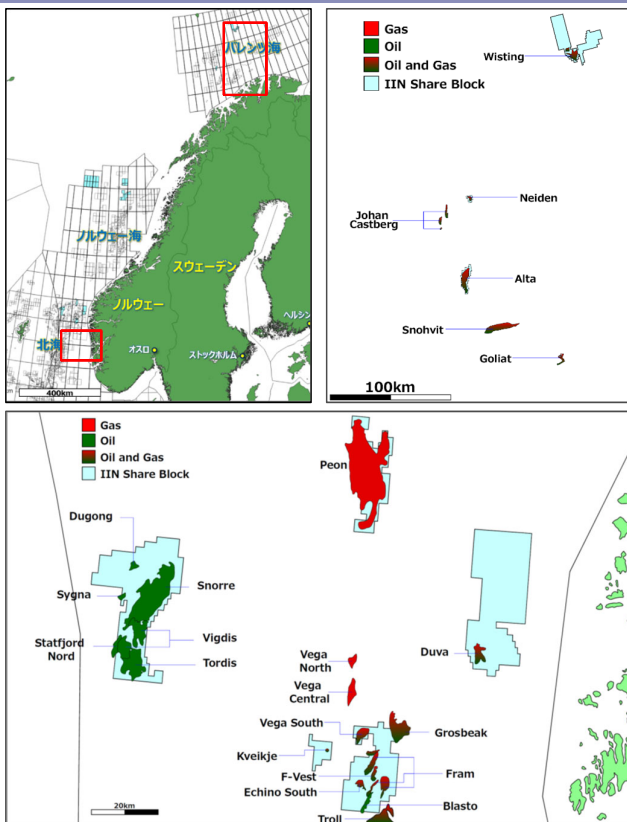


- **南長岡ガス田等における生産量*1**
 - 天然ガス：約2.6百万m³/日 (99百万cf/日)
 - 原油・コンデンセート：約3千バレル/日
- **天然ガス販売状況*2**
 - 2022年12月期販売量：22.0億m³
 - 2023年12月期販売量見通し：23.0億m³
 - 2030年に年間27億m³の供給見通し
- **直江津LNG基地**
 - 2013年12月、直江津LNG基地の商業運転開始
 - 2018年10月、イクシスの第1船(パシフィック・ブリーズ[®])が入港
 - 2019年2月、イクシスから枕アエック・ブリーズ[®]が初入港
 - 2022年7月、LNG船 第50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
 - 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)
 - 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)
- **カーボンニュートラル製品の販売**
 - 2021年より都市ガス事業者への販売開始

*1 2022年10月～12月平均日産量
*2 1m³当たり0.41.8605MJ換算

ルウェー探鉱・開発・生産プロジェクト (スノーレ油田他)
INPEX Idemitsu Norge AS

【コアエリア⑤】欧州



- **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
 - 2023年央、浮体式洋上風力発電からスノーレ生産施設に給電開始予定
- **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、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**
- **生産量***
 - 原油：日量約23.1万バレル
 - 天然ガス：日量約387百万立方フィート
- **複数の既発見未開発油ガス田の開発を検討中**
- **当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鉱区において油ガス層を発見**

*1 鉱区100%ベース、2022年12月平均日産量



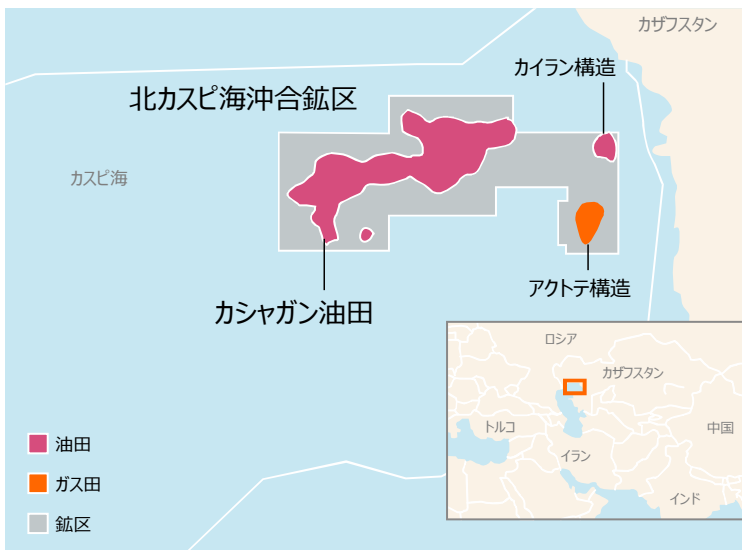
ボルセレ III/IV 洋上風力発電所



ルフタダウン洋上風力発電所

- **ルフタダウン洋上風力発電所**
 - 持分：50% (当社参画：2022年)
 - 発電容量：129MW (3MW x 43基)
 - 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

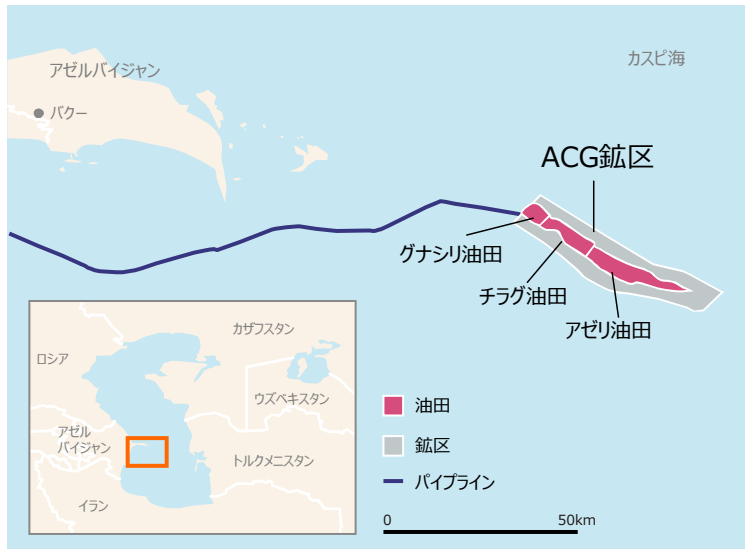
- **ボルセレⅢ/Ⅳ洋上風力発電所**
 - 持分：15% (当社参画：2022年)
 - 発電容量：731.5MW (9.5MW x 77基)
 - 様式：着床式洋上風力発電
 - マイルストーン
 - ・ 2021年1月に運転開始



- 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/カイルンの2構造の開発検討作業を実施中

* 現行の契約条件にて10年×1回の延長 (2041年まで) が可能

【その他エリア】



- 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41.5万バレル
- 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
 - 2021年9月、鉱区全体の累計生産量40億バレル達成

*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 鉱区100%ベース、2022年1月～12月の平均日産量

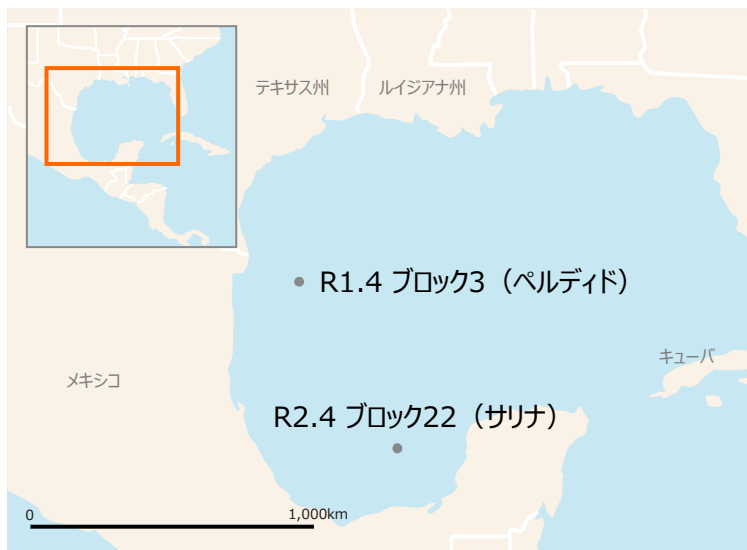
BTC (Baku Tbilisi Ceyhan) パイプラインプロジェクト
INPEX BTC Pipeline, Ltd.

【その他エリア】

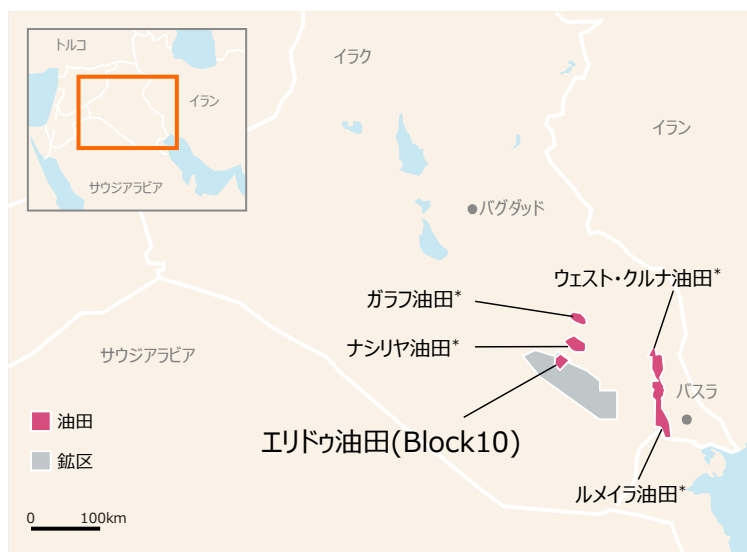


- 当社権益比率：2.5%
(オペレーター：BP)
- 通油量*：日量約68.0万バレル
- マイルストーン
 - 2002年10月、当社、参加権益2.5%取得
 - 2006年6月、ジェイハンターミナルから原油出荷開始
 - 2009年3月、輸送能力日量120万バレルまでの拡張作業完了
 - 2010年9月13日、累計10億バレル出荷を達成
 - 2014年8月11日、累計20億バレル出荷を達成
 - 2018年7月17日、累計30億バレル出荷を達成

* 2022年11月平均通油量



- 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 (鉦区撤退手続き中)
 - ※第一探鉦期間終了 (~2022年10月26日)
 - 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 (探鉦中)
 - 当社権益比率: 35% (オペレーター: Chevron)



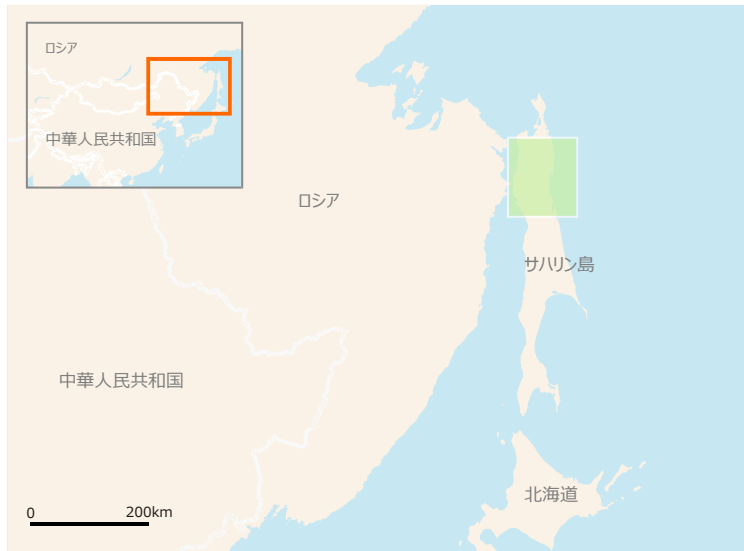
* 当社が権益を保有しない鉦区

- 当社権益比率: 40%
(オペレーター: Lukoil)
- 鉦区取得: 2012年12月
(イラク共和国第4次公開入札にて)
- EDPSC*1
 - 探鉦期間: 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。
 - 油層が鉦区外へ伸長していると予測されたため、鉦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、探鉦および評価作業を実施。

*1 探鉦、開発、生産サービス契約

*2 更なる探鉦・評価作業を実施するため、EDPSCに基づき探鉦期間を4年間延長。

*3 開発・生産期間は5年間の延長が可能。



- 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

主要会社一覧及び石油契約（1/2）

■ 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（タンガー-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
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

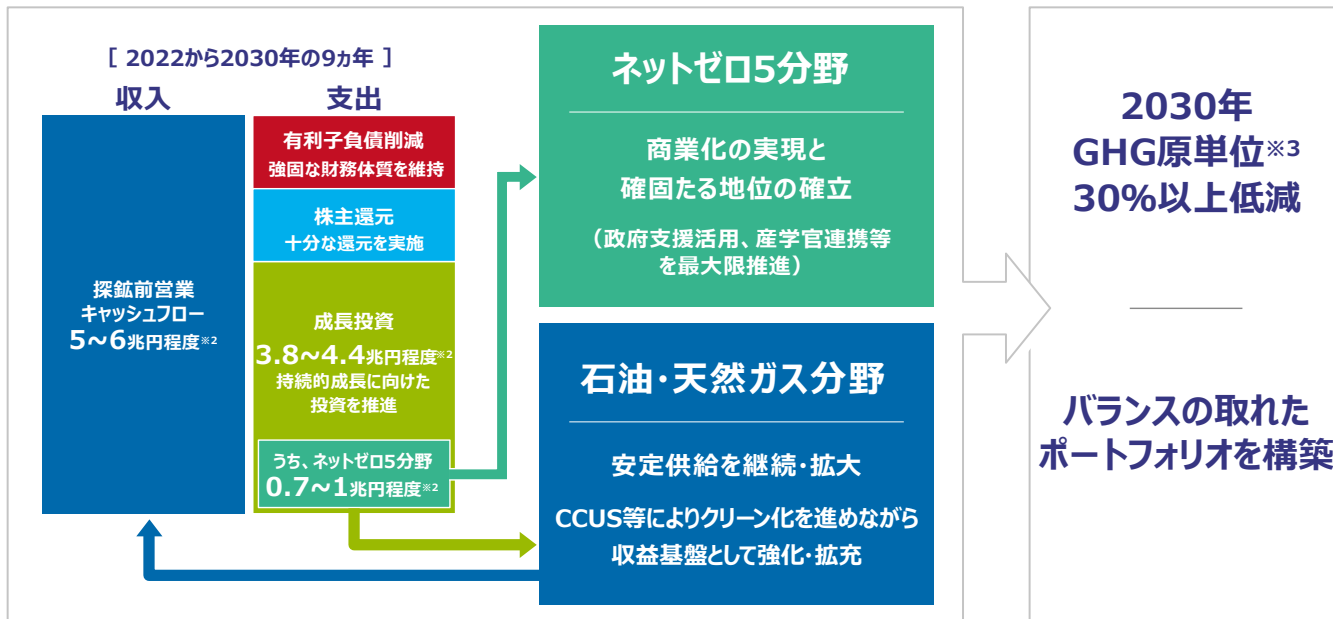
■ 主要会社一覧及び石油契約*1

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（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	51%	探鉱

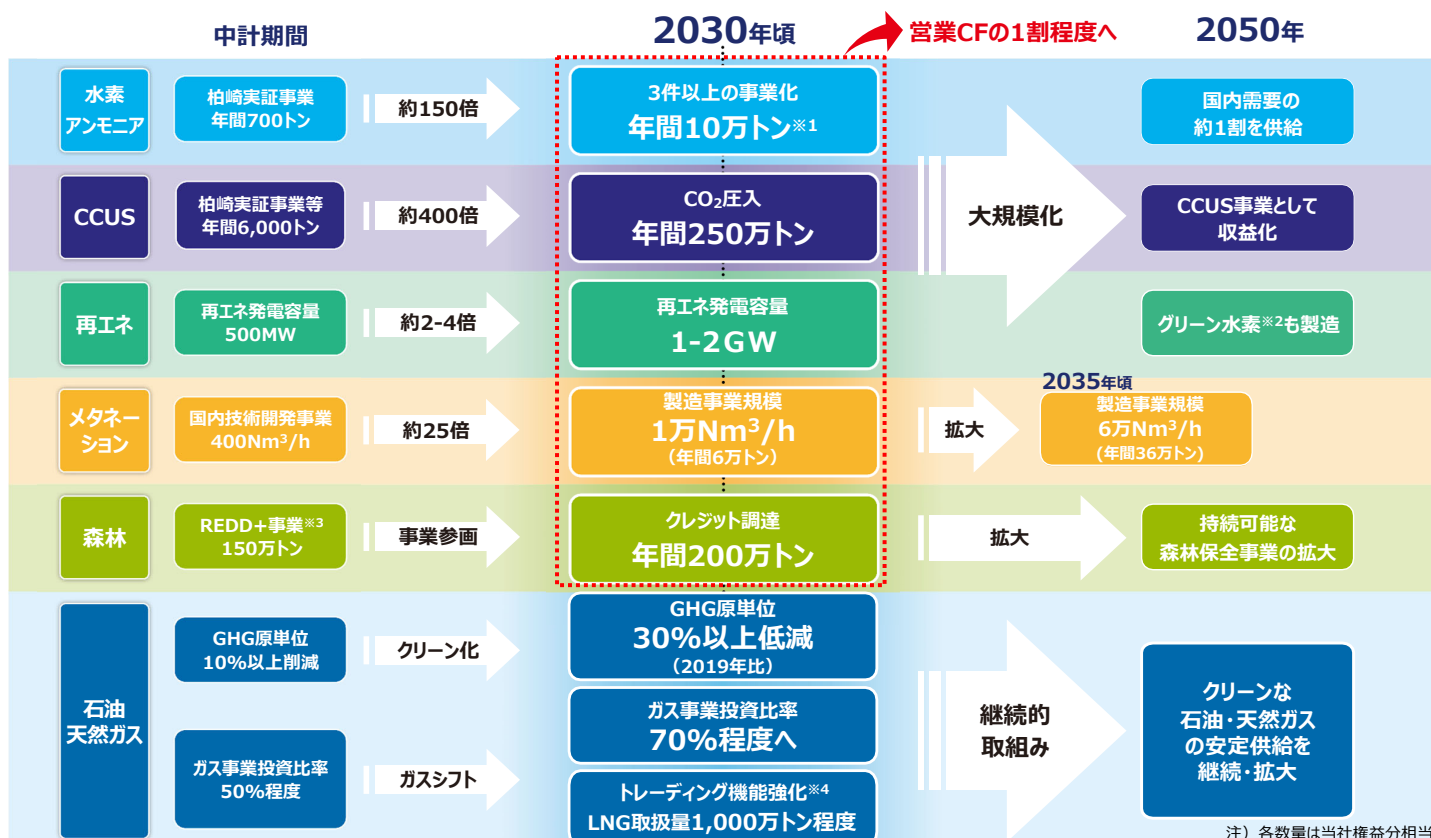
*1 2022年12月末時点

*2 オペレータープロジェクト

INPEXはネットゼロカーボンを理想から現実に変えていきます
～ネットゼロ5分野へ最大1兆円程度を投入、2030年に営業CF^{※1}の1割程度を目指す～



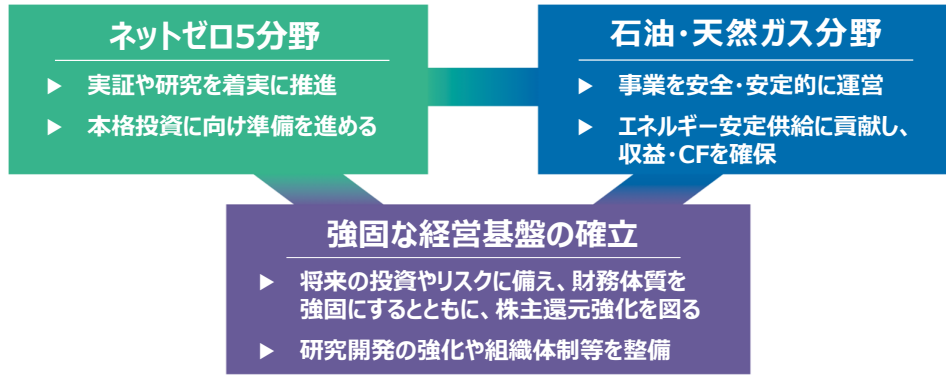
※1 探鉱前営業キャッシュフロー（イクシス下流IJV^{※4}込みの数値であり制度会計ベースとは異なる）。再エネは持分営業CFベース（概算）
※2 バレルあたり原油価格（Brent）60~70ドルを前提とした場合の概算値 ※3 GHG排出原単位 ※4 Incorporated Joint Venture；法人型ジョイントベンチャー



※1 アンモニアは水素換算
※2 風力等の再生可能エネルギーを利用し、水を電気分解することで製造される水素
※3 風力等の再生可能エネルギーを利用し、水を電気分解することで製造される水素
※4 中下流事業等を含む

※3 Reducing Emissions from Deforestation and forest Degradation Plus；森林減少・劣化の抑制によるCO₂排出削減に加え、森林管理を通じた劣化防止及び植林等による炭素ストックの積極的増加も含むCOP16の「カンクン合意」（2010年）で定める概念

「2030年頃に目指す姿」の実現に向け加速



経営目標

事業目標

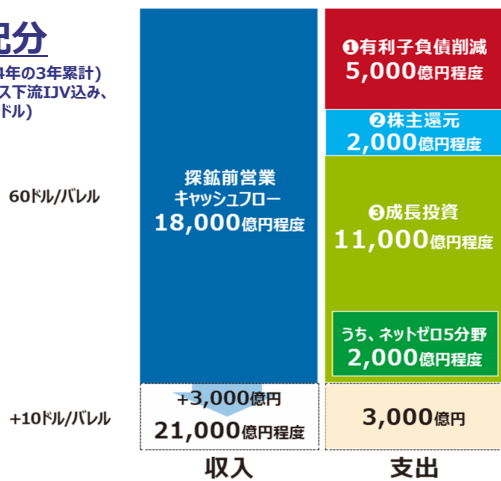
指標	2024年12月期目標※1		指標	2024年12月期目標
	Brent油価60ドル	Brent油価70ドル		
親会社株主に帰属する当期純利益	1,700億円	2,400億円	ネット生産量	日量70万バレルを上回る水準へ
探鉱前営業CF※2	6,000億円	7,000億円	バレル当たり生産コスト	5ドル/バレル以下へ向けて削減
ROE	6.0%程度	8.0%程度	GHG原単位※3	2030年目標の達成に向け、3年間で10% (4.1kg/boe※4) 以上低減
ネットD/エレシオ※2	50%以下		安全	重大な事故ゼロ

※1 為替前提:110円/ドル
※2 イクシス下流IJV込みの数値であり制度会計ベースとは異なる

※3 GHG原単位 = (イクイティシェア排出量 (Scope 1+2) - オフセット) ÷ ネット生産量
※4 2019年排出原単位41.1kg/boeから30%以上低減

資金配分

(2022-2024年の3年累計)
(前提:イクシス下流IJV込み、
為替110円/ドル)



- 5,000億円程度の債務縮減を進め、15,000億円程度のネット有利子負債水準※とする。
→ネットD/エレシオ50%以下※を目指し、強固な財務体質を確立する。
- 中期経営計画の還元方針に沿って、当期純利益1,700億円の水準を前提に、年間600億円以上を目指す。
- うち、石油・天然ガス分野へ9,000億円程度。基盤事業として安定供給に資する水準を確保する。
- ネットゼロ5分野へ2,000億円程度。事業の加速を図るべく、「今後の事業展開」で示した全体の1割程度から2割程度に引き上げる。
- 油価70ドル/バレルでは、探鉱前営業CFが更に3,000億円程度増加。
- 事業戦略の進捗、株主還元、財務体質等を総合的に勘案して戦略的に活用する。

※イクシス下流IJV込みの数値であり制度会計ベースとは異なる

株主還元

▶ 安定的な配当を基本としつつ、業績の成長に応じて、株主還元を強化する

- 総還元性向は40%以上を目標とする。
- 事業環境、財務体質、経営状況等を踏まえ、自己株式取得を実施する。
- 短期的に事業環境等が悪化した場合でも、1株当たり年間配当金の下限を30円とする。



▶ パリ協定目標に即したネットゼロカーボン社会の実現に貢献すべく、以下の目標を定める。

<h2 style="margin: 0;">2050</h2> <p style="margin: 0;">絶対量ネットゼロ (Scope1+2) ※1 <small>※1: 当社権益分</small></p>	<h2 style="margin: 0;">2030</h2> <p style="margin: 0;">原単位30%以上低減※2 (Scope1+2) <small>※2: 2019年比</small></p>	<h2 style="margin: 0;">Scope3の低減</h2> <p style="margin: 0;">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</p>
<h3 style="margin: 0;">目標達成に向けた取組み</h3>		
<ul style="list-style-type: none"> ▶ CCUSを推進 ▶ 再生可能エネルギーの取組を強化 ▶ 森林保全によるCO₂吸収を推進 ▶ メタン排出原単位（メタン排出量/天然ガス生産量）を現状の低いレベル（約0.1%）で維持※3 ▶ 2030年までに通常操業時ゼロフレアを目標とする※3 <p style="text-align: right; font-size: small;">※3: 対象はオペレータープロジェクト</p>		
<p style="margin: 0;">気候変動対応関連の情報開示については、引き続きTCFD提言に沿って取組みを推進する</p>		

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

GHG排出量・原単位実績

	2019年	2020年	2021年	2022年*3
Scope1（千トン-CO ₂ e）	8,557	7,328	7,302	6,708
Scope2（千トン-CO ₂ e）	204	148	136	69
GHG原単位（kg-CO ₂ e/boe）	41	35	33	28

*1 GHG原単位 = (エキティシェア排出量 (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

*3 2022年12月末時点で確認可能な排出量の暫定値

■ ESGへの取組みの推進

- 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。



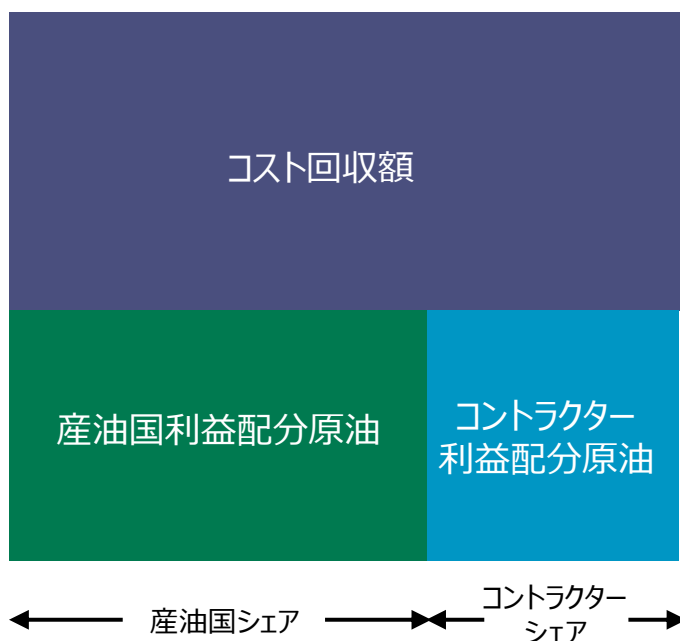
当社事業に組み込まれた代表的なSDGs

■ 主要ESGインデックスへの組入れ状況および社外評価

- 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 <p>2022 CONSTITUENT MSCI日本株女性活躍指数 (WIN)</p>
S&P Sustainability Yearbook Member <p>68 / 100</p>	CDP2022「気候変動」スコア：A- <p>DISCLOSURE INSIGHT ACTION</p>
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 <p>2022</p>

生産分与契約

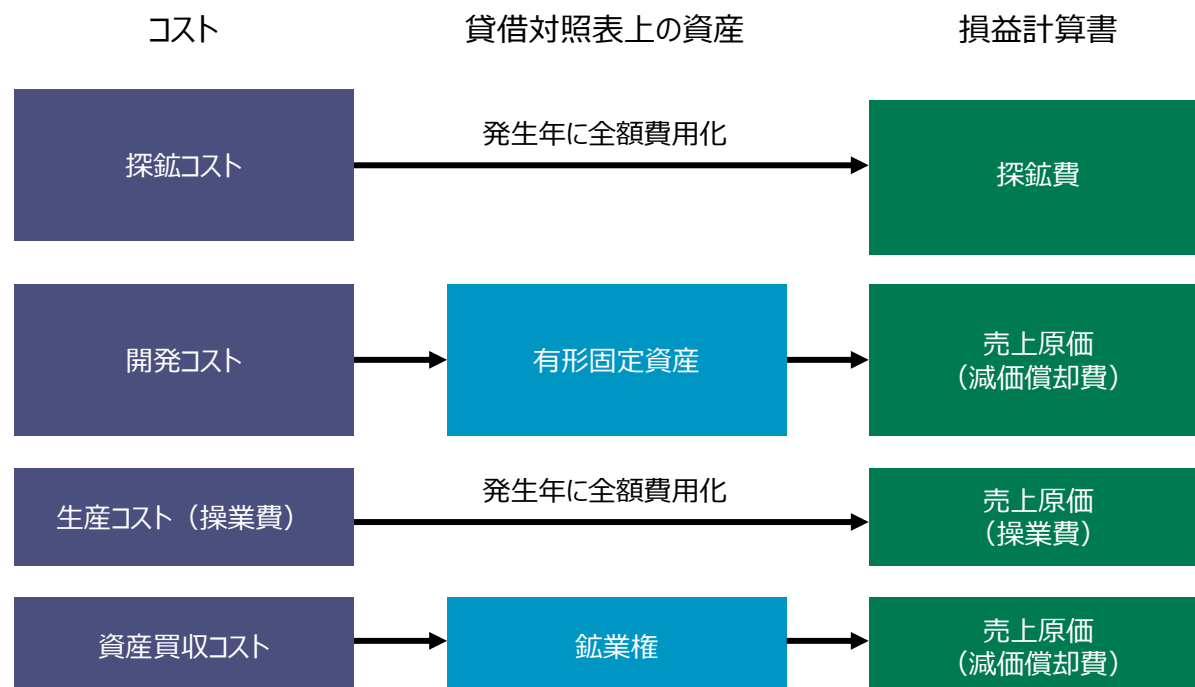
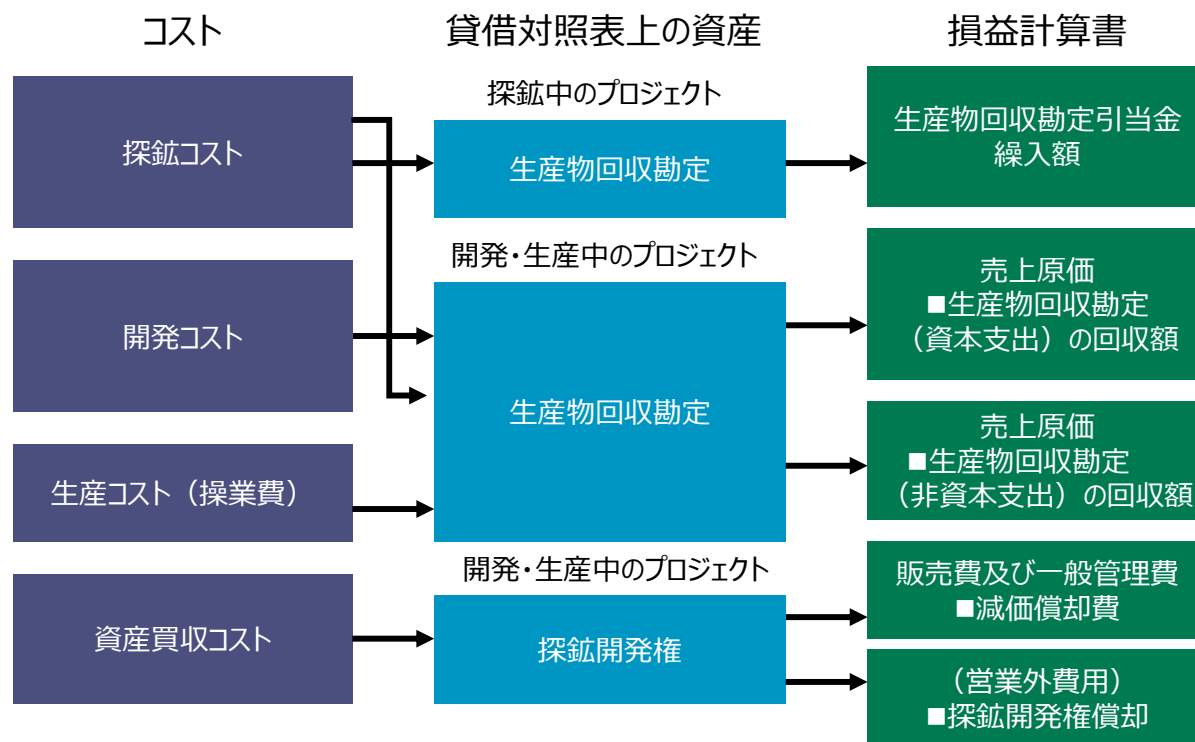


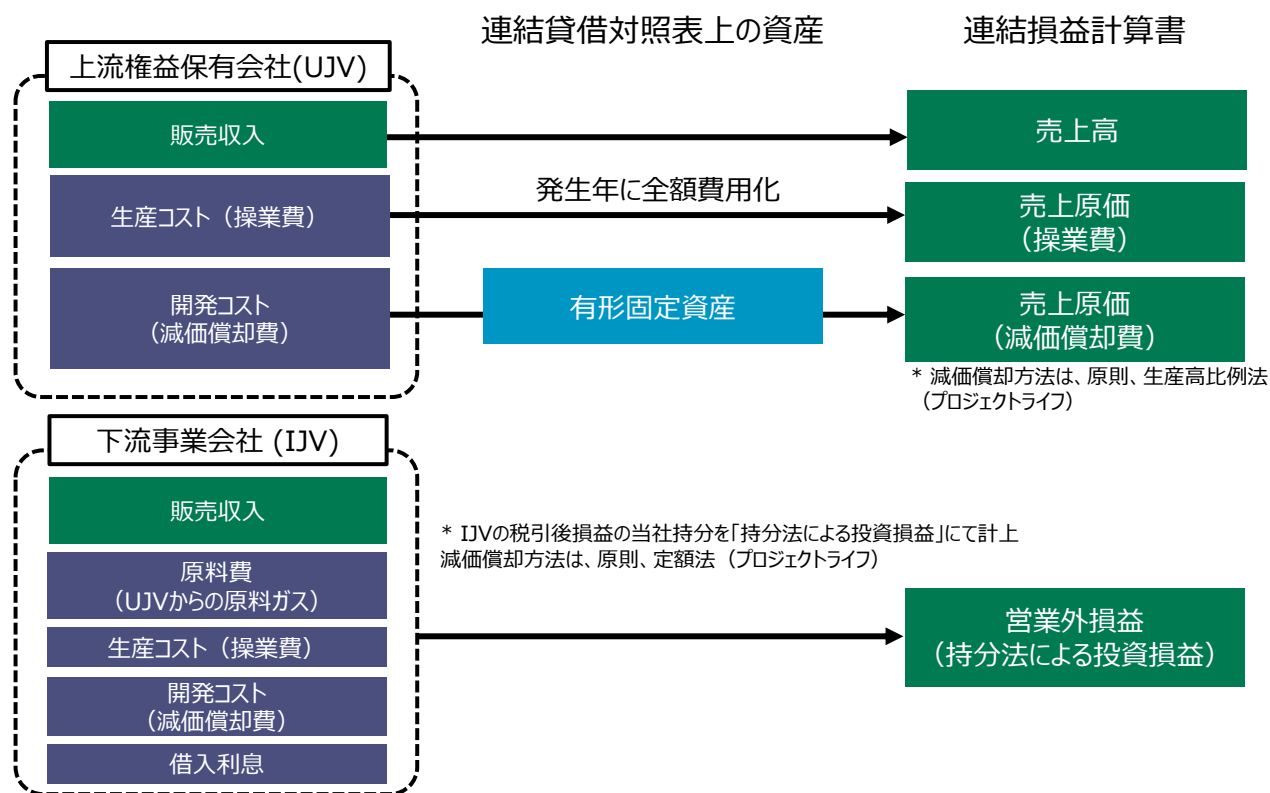
1. コスト回収額

- 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

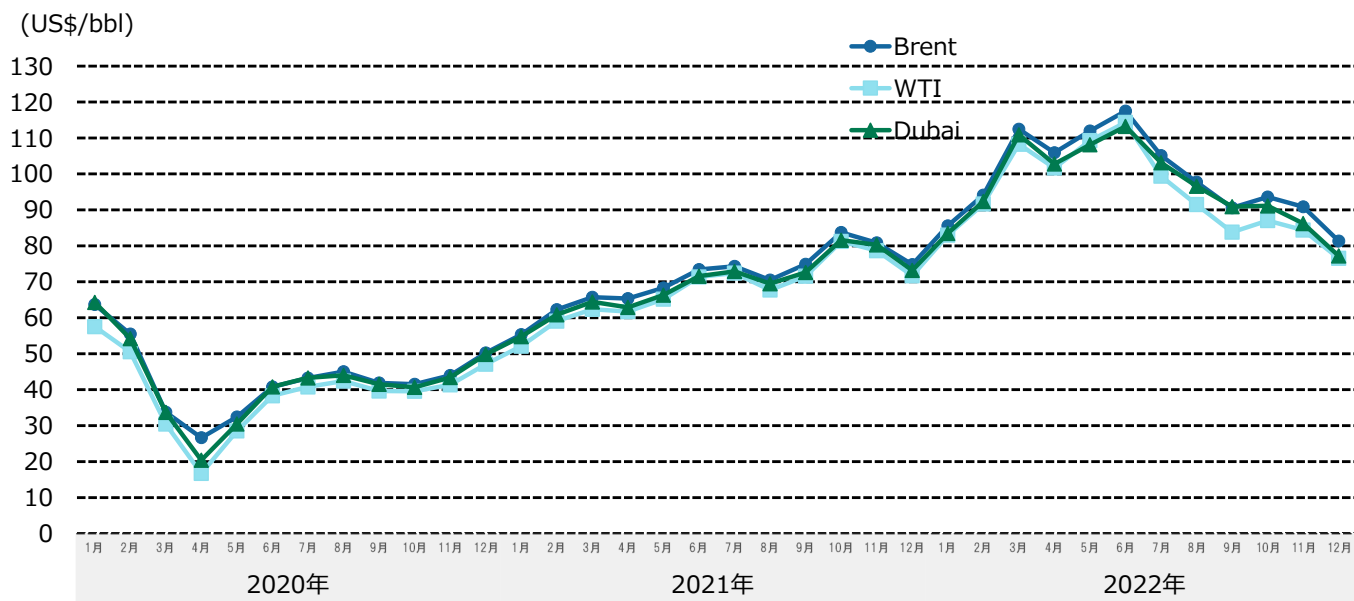




* 下流会社(IJV)は持分法適用会社であり、同社のキャッシュフローは連結キャッシュフロー計算書上に表示されない。
* コストは主なもの



※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。



	2022年												通年平均
	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	
Brent	85.57	94.10	112.46	105.92	111.96	117.50	105.12	97.74	90.57	93.59	90.85	81.34	99.04
WTI	82.98	91.63	108.26	101.64	109.26	114.34	99.38	91.48	83.80	87.03	84.39	76.52	94.33
Dubai	83.46	92.34	110.89	102.79	108.13	113.24	103.12	96.60	90.91	91.13	86.22	77.20	96.38