

2026年12月期 第2四半期（中間期）決算説明会 参考データ集

2026年8月7日

株式会社INPEX（証券コード：1605）



子会社及び関連会社等

子会社 91社

主な子会社	国（地域）名	出資比率	フェーズ	決算期
INPEX JAPAN	日本	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
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	68.74%	開発準備中	12月
INPEX南西カスピ海石油	アゼルバイジャン	100%	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

関連会社等 28社

主な関連会社等	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	67.82%	生産中	12月
MI Berau B.V.	インドネシア	44%	生産中	12月
首都圏CCS	日本	85%	調査設計中	12月
Potentia Energy Group Pty Ltd	オーストラリア	50%	操業中	12月

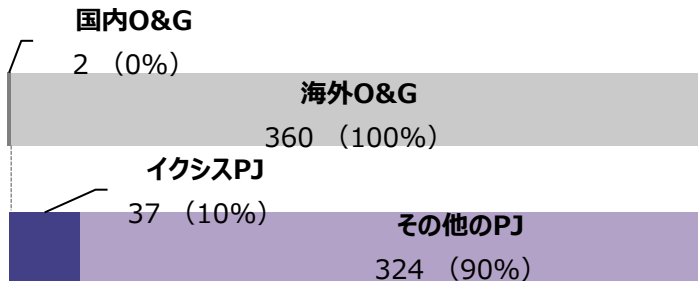
2026年12月期 中間期 セグメント情報

	国内O&G	海外O&G		その他*	計	調整額	連結 財務諸表 計上額
		イクシス プロジェクト	その他の プロジェクト				
(百万円)							
売上収益	112,663	229,261	659,200	14,605	1,015,730	△ 15,235	1,000,495
セグメント利益又は損失 (△)	7,881	173,071	77,879	2,436	261,269	1,878	263,147

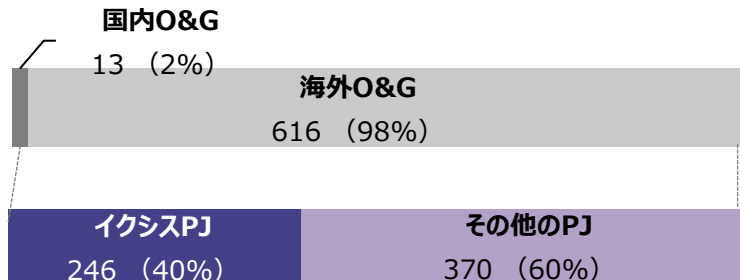
* 「その他」の区分は、報告セグメントに含まれない事業セグメントであり、再生可能エネルギー・電力関連事業及びCCS・水素事業等を含んでおります。

2026年12月期 中間期 ネット生産量*

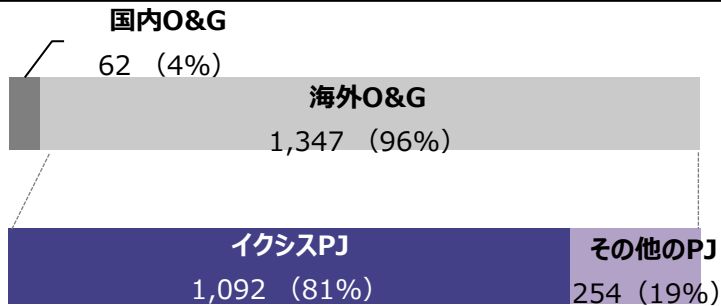
原油・コンデンセート・LPG (362千BOE/日)



原油・天然ガス合計 (629千BOE/日)



天然ガス合計 1,409百万cf/日 (267千BOE/日)



2026年12月期 ネット生産量見通し

5月時点見通し
629千BOE/日



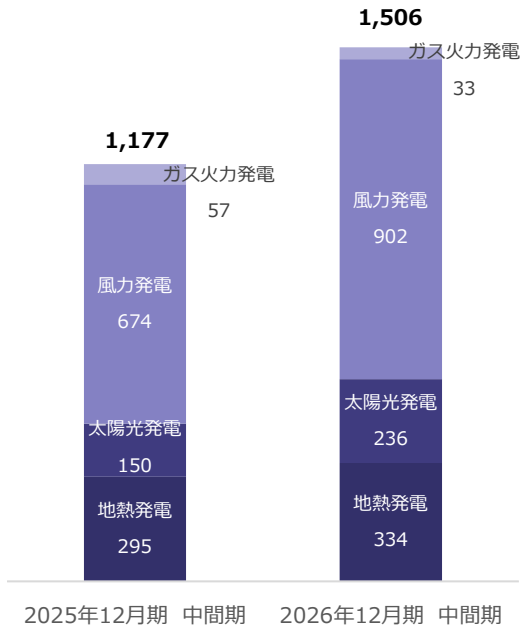
8月時点見通し
632千BOE/日

* 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す。

持分発電量及び持分発電容量

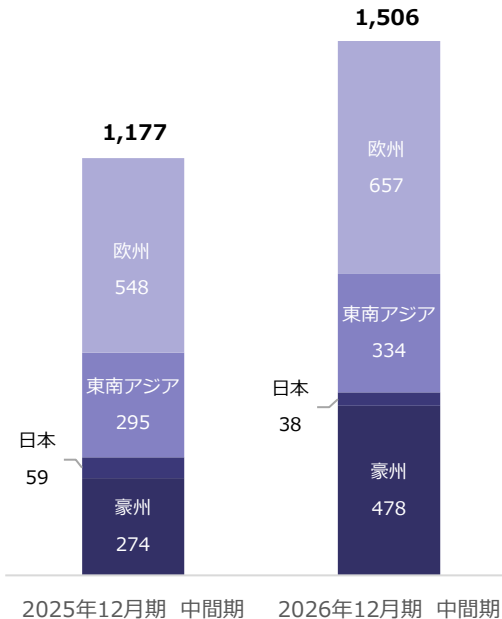
持分発電量（電源別）

(単位：百万kWh)



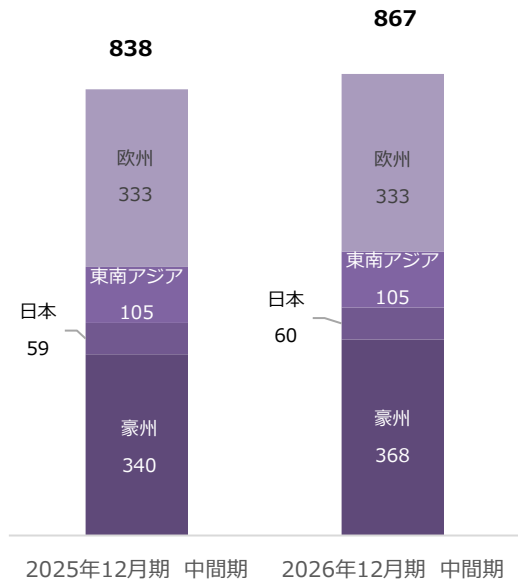
持分発電量*1（コアエリア別）

(単位：百万kWh)



持分発電容量*2（コアエリア別）

(単位：MW)



*1 日本はO&Gセグメント発電を含みます。

*2 稼働中のみ。

2026年12月期 販売量（予想）

		2026年12月期 (2月時点予想)	2026年12月期 (8月時点予想)	増減	増減
販売量	原油（千bbl）*1	144,032	113,048	△ 30,984	△ 21.5%
	天然ガス（百万cf）*2	482,675	488,428	5,753	1.2%
	うち海外分	405,004	402,880	△ 2,124	△ 0.5%
	うち国内分 (2,081百万m ³)	77,671 (2,081百万m ³)	85,548 (2,292百万m ³)	7,877 (211百万m ³)	10.1%

*1 国内原油及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

原油価格・為替レートのセンシティブティ（期初時点の試算）

油価・為替変動の2026年12月期 親会社の所有者に帰属する当期利益に与える影響額*1

油価 1ドル上昇（下落）した場合*2	<u>期初時点：+55億円（△55億円）</u> 以下の通り、期中に変化します 第2四半期期初時点：+36億円(△36億円) 第3四半期期初時点：+19億円(△19億円) 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>+30億円（△30億円）</u>

*1 原油価格（ブレント）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（2026年1月）時点における2026年12月期の当期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。

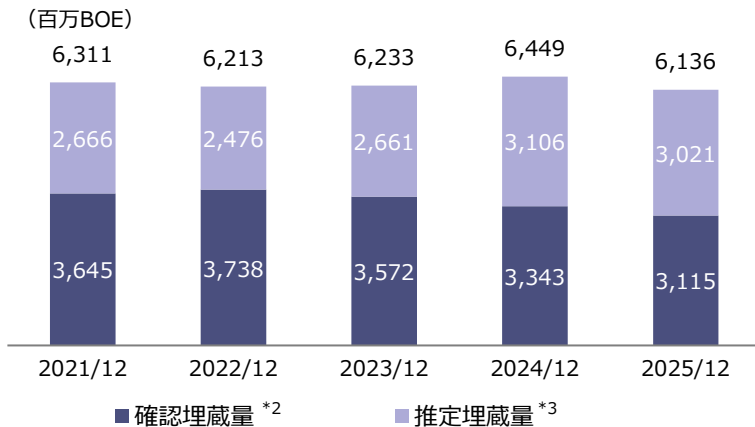
*2 油価変動が当期利益に与える影響であり、原油価格（ブレント）の期中平均価格の影響を受けます。尚、ガス販売に適用される油価については遅効性があることを考慮し、下記の通り、センシティブティの四半期内訳を、試算しております。

- 第1四半期期初時点：+55億円（第1四半期：+8億円、第2四半期：+13億円、第3四半期：+15億円、第4四半期：+19億円）
- 第2四半期期初時点：+36億円（第1四半期：――、第2四半期：+8億円、第3四半期：+11億円、第4四半期：+17億円）
- 第3四半期期初時点：+19億円（第1四半期：――、第2四半期：――、第3四半期：+7億円、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）

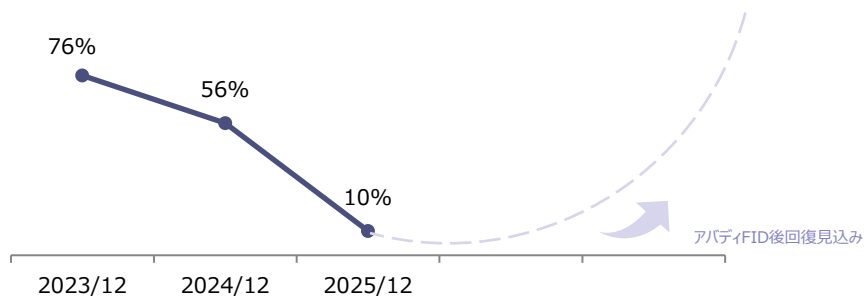
*3 為替変動が当期利益に与える影響であり、期中平均為替レートの影響を受けます。尚、外貨建て資産と外貨建て負債の差から発生する為替評価損益に係るセンシティブティ（前期末と当期末の期末為替レートの差の影響を受ける）は、ほぼ中立化しております。

埋蔵量、リザーブ・リプレースメント・レシオ

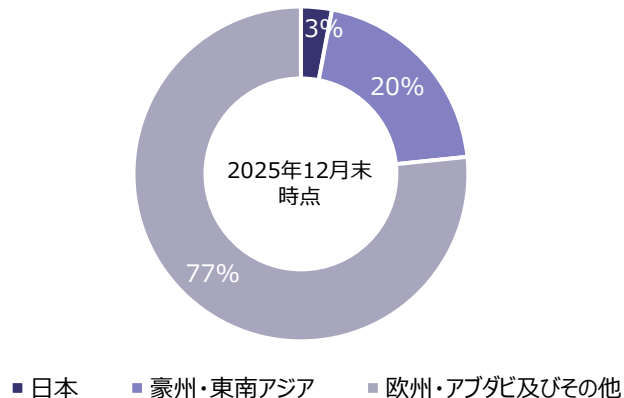
埋蔵量*1



リザーブ・リプレースメント・レシオ（3年平均）*4



地域別確認埋蔵量



*1 埋蔵量は、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、自社にて評価・算定した値です。

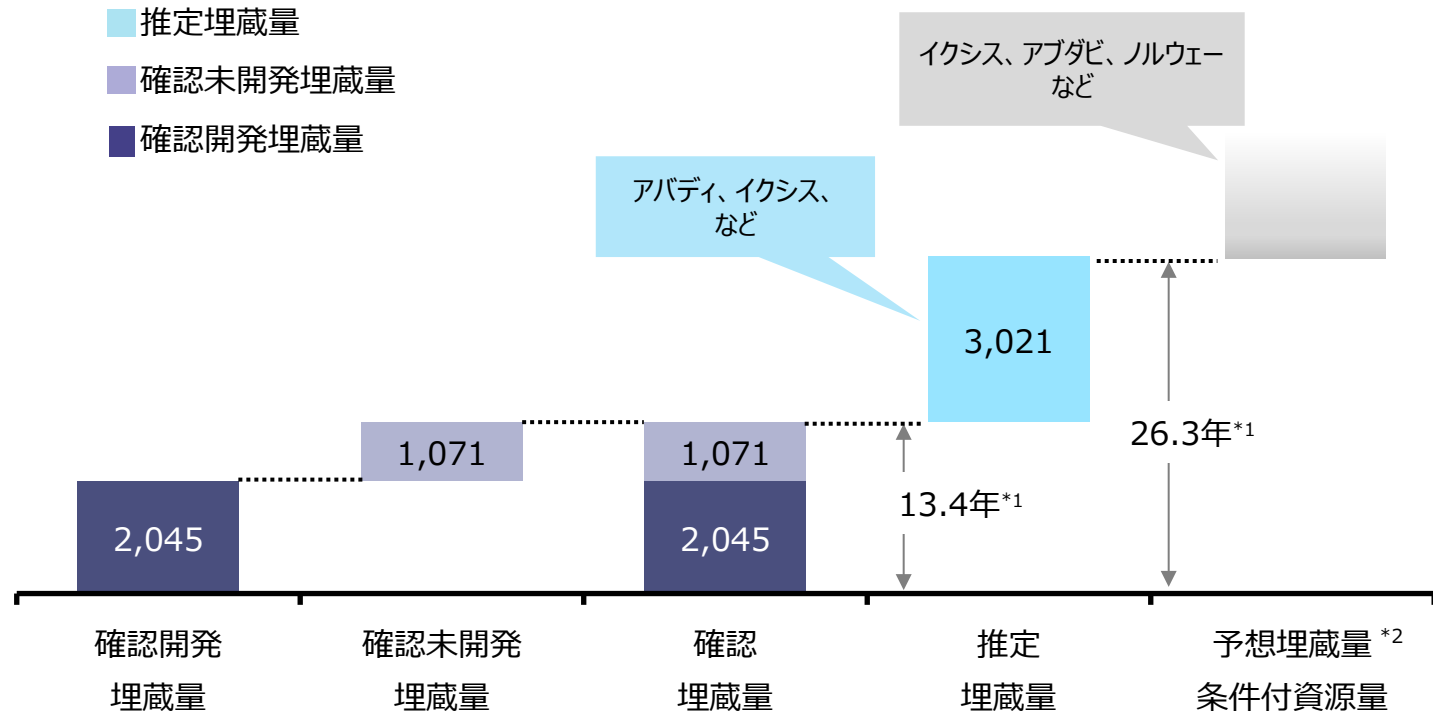
*2 確認埋蔵量は、米国証券取引委員会（SEC）規則に従い評価・算定しています。確率論的手法を用いて確認埋蔵量を算定する場合には、確認埋蔵量（1P）を回収できる確率が90%以上であることが必要とされています。

*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 期中の確認埋蔵量増加分／期中生産量（3年平均）

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 = (2025年12月末「確認埋蔵量」、「推定埋蔵量」) / (2025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。

確認埋蔵量及び推定埋蔵量の定義

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）とされています
- 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
- 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います

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

気候変動対応目標と排出量実績

パリ協定目標¹を支持し、低炭素社会の実現に貢献すべく、以下の目標を定めます。

当社事業の低炭素化

2050
絶対量ネットゼロ
(Scope 1+2) ²

2035
原単位60%低減³
(Scope 1+2) ²

社会の低炭素化への貢献

バリューチェーン全ての
ステークホルダーと協働し
Scope3削減の
取組みを進めます

2035
820万トンCO₂の
削減貢献を目指します

排出量実績

	2023年	2024年	2025年
Scope1 (千トン-CO ₂ e)	6,864	6,833	6,385
Scope2 (千トン-CO ₂ e)	56	45	43
GHG原単位 (kg-CO ₂ e/boe)	28	28	27
メタン排出原単位	0.05%	0.05%	0.04%

1. 世界全体の平均気温の上昇を2℃を十分に下回る水準に抑える目標レベル
2. 当社権益分
3. 2019年比の削減目標（現在の経済環境と合理的な予測を反映したものであり、技術進展、経済合理性、各国・地域の施策実現等の事業環境を前提としている）

プロジェクトデータ

各プロジェクトの概要を含む詳細データは当社ウェブサイト [「プロジェクト一覧」](#)よりご確認ください。

コアエリア別主要プロジェクト（1/3）

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						
AC/P66他*1	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	67.82	上流コンデンセート： 約5.4	-	上流ガス： 約1,611*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
ラベンスワース油田	コンセッション	28.5	約0.1	-	-	生産

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	コンセッション	40				開発

*1 オペレータープロジェクト

*2 プロジェクト100%ベース。2026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）

コアエリア別主要プロジェクト（2/3）

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10	生産
ベラウ鉱区（タンガーLNG）	インドネシア	PS	7.79 (ネット)	コンデンセート： 約0.7	-	約1,407	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

*1 オペレータープロジェクト

*2 プロジェクト100%ベース。2026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	フェーズ
日本						

南長岡ガス田ほか*1	コンセッション	-	原油・コンデンセート： 約0.2	-	約1.7百万m ³ /日 (約64百万立方フィート/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	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32.3	-	-	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16.1	-	約338*4	生産・開発・探鉱

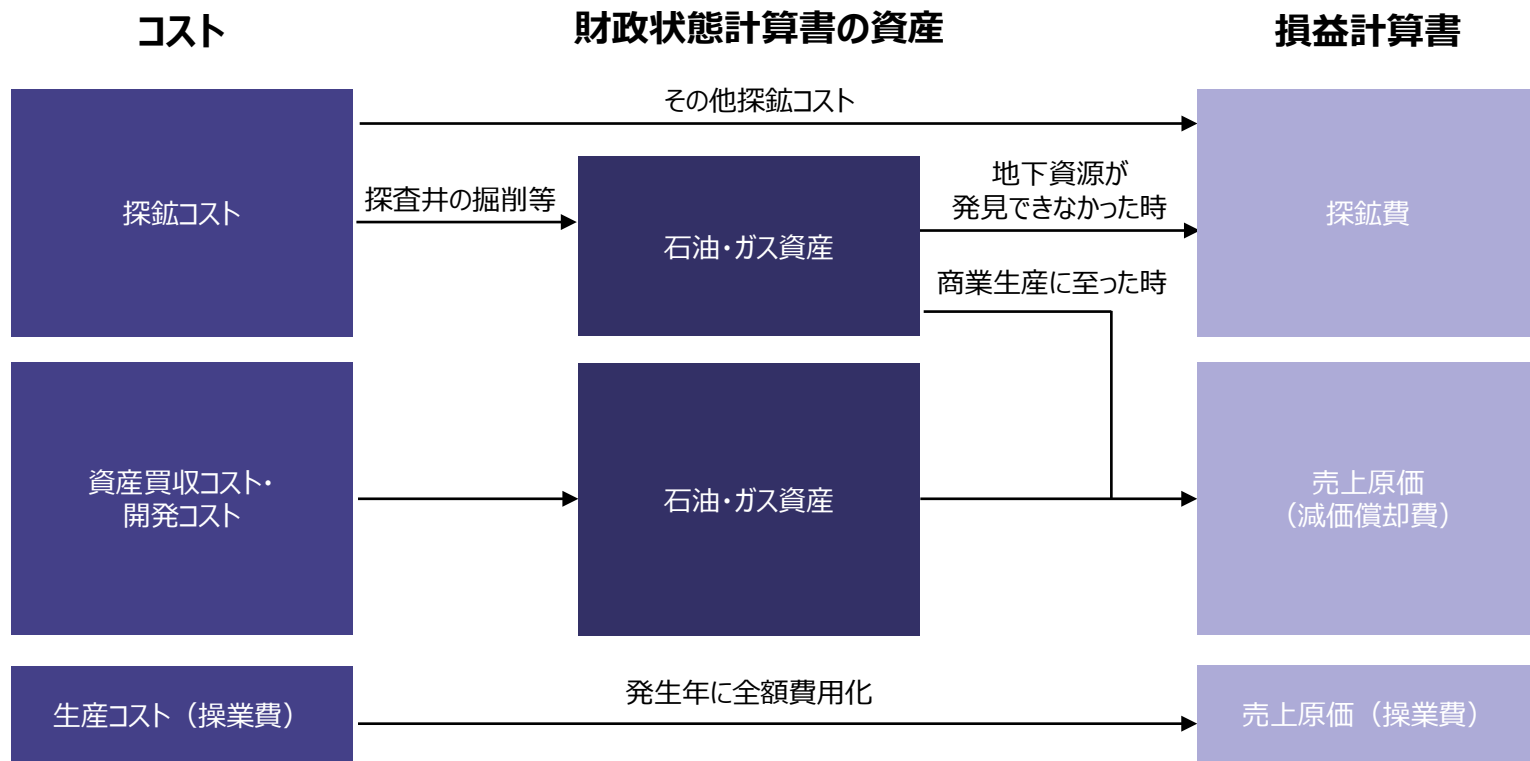
*1 オペレータープロジェクト

*2 プロジェクト100%ベース。2026年1-6月平均日産量

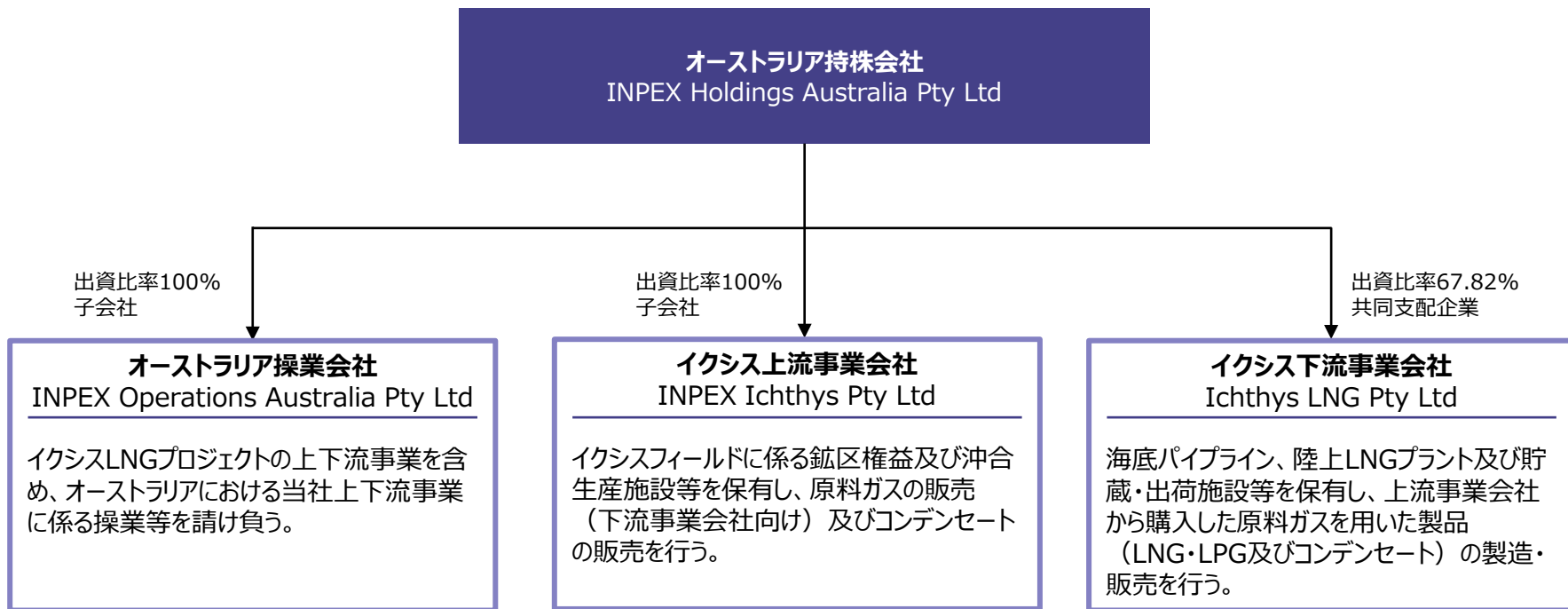
*3 井戸元の生産量ではなく買主への販売に対応した数量

*4 NGL (NATURAL GAS LIQUIDS) も含む

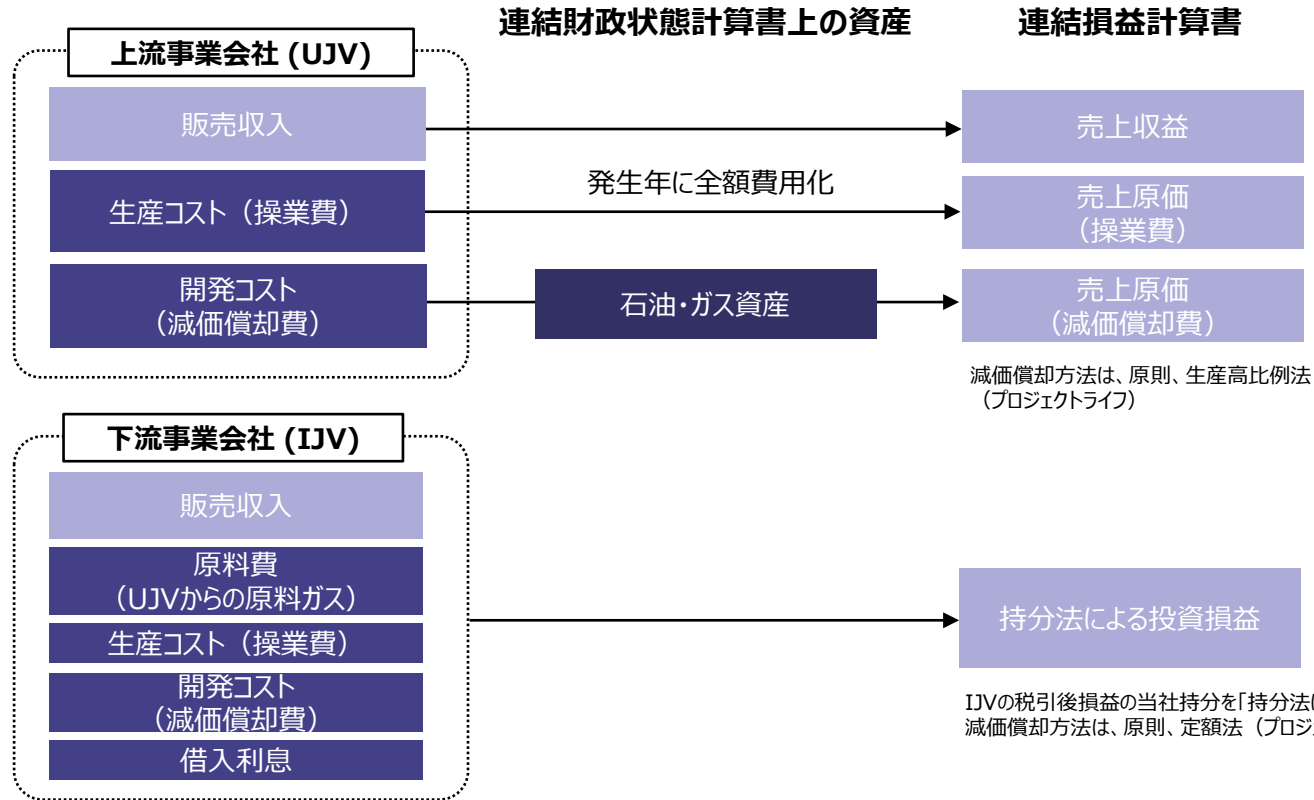
その他データ



イクシスLNGプロジェクトの事業スキーム



イクシスLNGプロジェクトの会計処理（概略図）



* 下流事業会社(IJV)は共同支配企業であり、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ません。また、コストは主なもの。

オーストラリア税制の概要

売上収益

⇒ (原油・天然ガス価格) × (生産販売量)①

営業費用等

⇒ 当年発生 の OPEX + 探鉱費 + CAPEX の減価償却額②

法人所得税費用
(豪州税)

PRRT (Petroleum Resource Rent Tax)

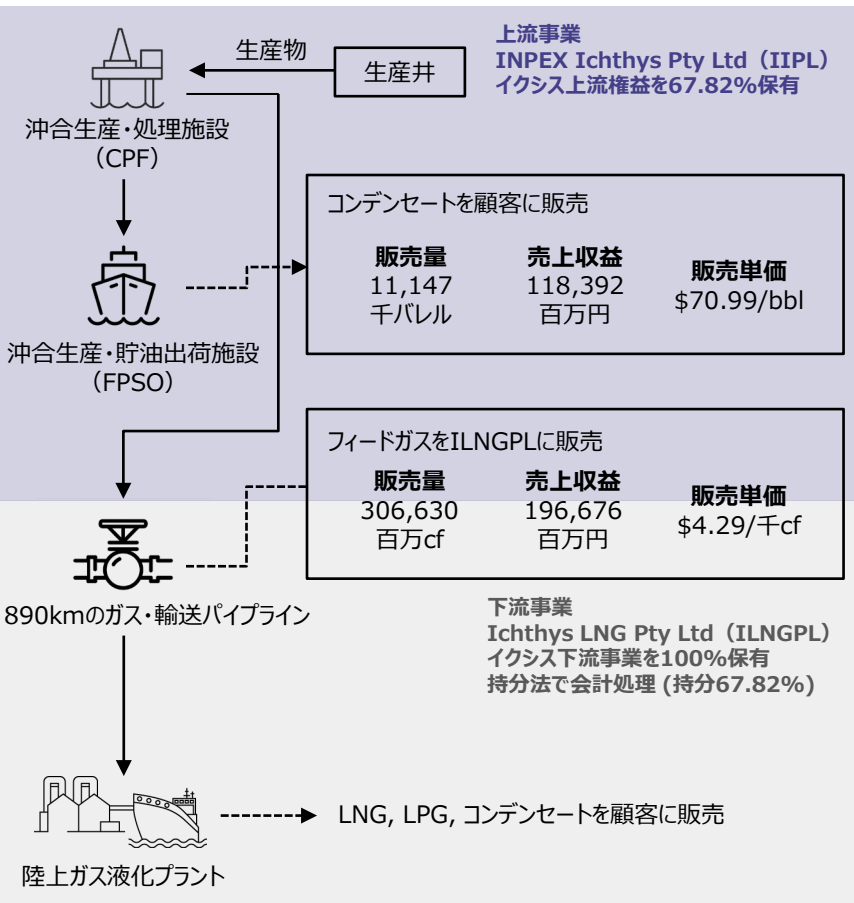
= (上流収益 - 上流CAPEX・OPEX支出額 - 探鉱費 - 廃鉱費 - PRRT繰越欠損金) × 40% ...③

- CAPEX、OPEX、探鉱費、廃鉱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 - 廃鉱費が赤字になる場合）については Long Term Bond Rate 金利を加え次期以降に繰り越される。
- 廃鉱費の支出が発生した場合、当該廃鉱費 × 40% 相当額について、過去に当該プロジェクトで支払った PRRT 税額を上限として、事業者へ還付される。
- LNG 等の一定条件を満たす PRRT 対象プロジェクトについては、生産開始 7 年経過後より、控除可能損金を上流収益の 90% までに制限し、上流収益の 10% を課税所得とみなす deductions cap 制度が適用される。

オーストラリア法人税 = (① - ② - ③ - 支払利息) × 30%*

- オーストラリア法人税の法定税率と、当社のオーストラリア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オーストラリア法人税の納付額と異なる場合もある。

2025年12月期イクシス上流事業・下流事業の損益等



イクシスプロジェクト セグメント利益 (百万円)

売上収益	334,854
減価償却費	△109,040
持分法による投資損益	60,501
セグメント利益	270,801

出典：決算短信 <https://www.inpex.com/ir/library/upload/result20260212.pdf>

Ichthys LNG Pty Ltd (ILNGPL, 下流事業会社) 損益、バランスシート (百万円)

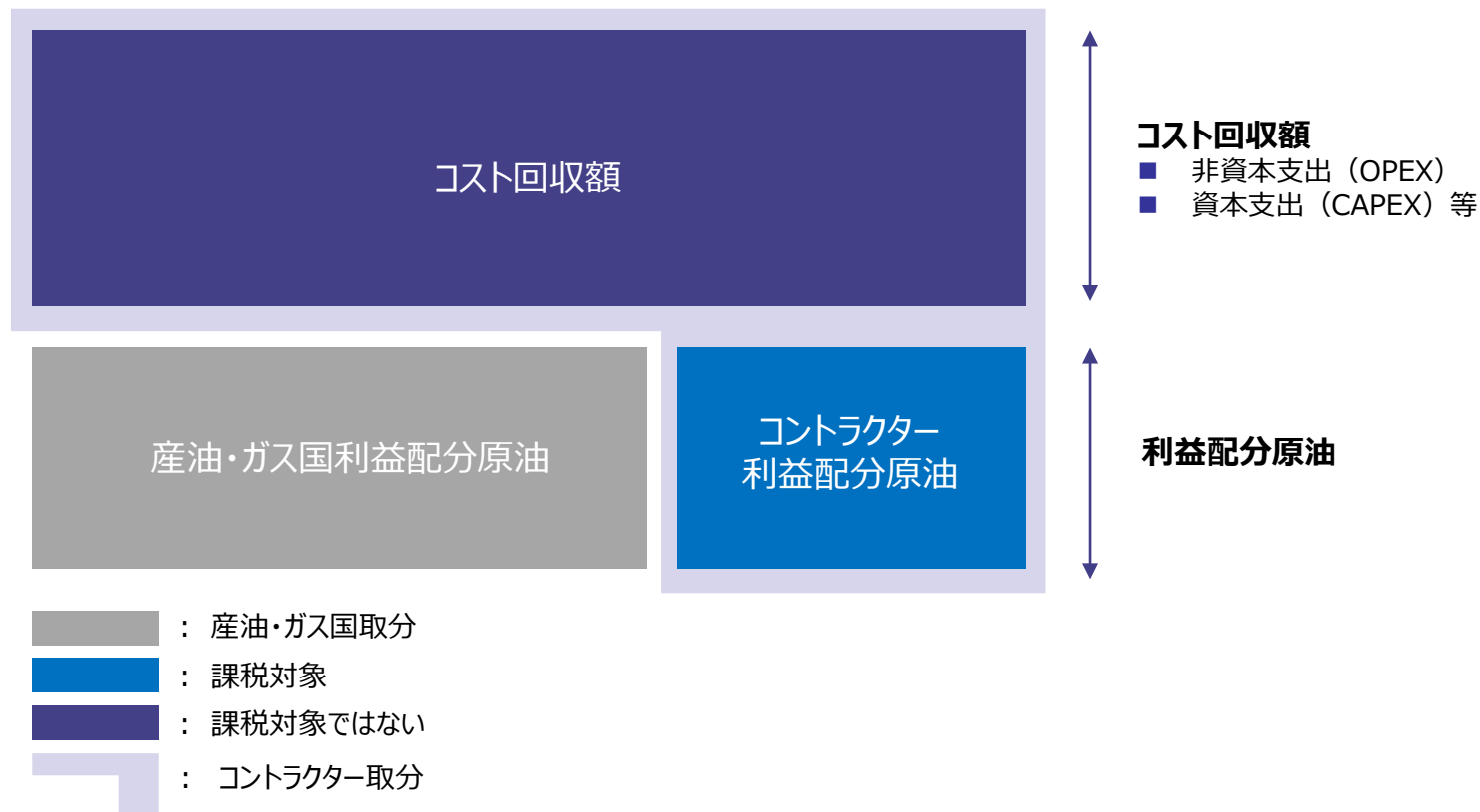
ILNGPL 100%

売上収益	823,820
減価償却費	△143,349
当期利益	89,209

資産合計	4,637,960
負債合計	3,420,996
資本合計	1,216,964

出典：有価証券報告書 <https://www.inpex.com/ir/library/upload/securities20260326.pdf>

生産分与契約（アバディLNG等に適用）



アバディLNGは2025年8月よりFEEDフェーズに移行。**FPSOとOLNGについてはDual FEEDを実施**し、競争力を担保。
EPC費用はFEEDを通じて算出するが、**上流は手元資金、下流は外部借入**にて調達予定。

FEED対象*1	SURF (海底生産施設)	FPSO (洋上生産出荷施設)	GEP (FPSOからOLNGまでの 海底パイプライン)	OLNG (天然ガス液化プラント)
上流/下流	●————— 上流 —————●			●————— 下流 —————●
FEEDコントラクター (究極親会社)	Worley (豪)	① Technip (仏)、日揮(日) ② Saipem (伊)、Tripatra (尼)、McDermott (米)	Worley (豪)	① 日揮 (日)、Technip (仏) ② KBR (米)、Samsung (韓)、 PT Adhi Kara (尼)
EPCコントラクター	EPC業者入札で選定	上記①又は②から選定	EPC業者入札で選定	上記①又は②から選定
EPCファイナンス	●————— 手元資金*2 —————●			●————— 外部借入(TBS*3) —————●

FEED費用 (FEED期間中の作業費・管理費等) : 4 パッケージ合計で約10億ドル (プロジェクト100%ベース)

EPC費用 : 正確な費用はFEEDを通じて算出する

*1 CCSについては、4つのパッケージのいずれかが単独でFEED作業を行うのではなく、各パッケージがそれぞれ所掌するCCS関連施設のFEED作業を行う

*2 当社最終権益保有比率見込み約50%、かつEPC費用総額のうち50%(上流分)を手元資金でまかなう場合、アバディ開発準備資金として少なくとも6,000~8,000億円を積み立てる計画

*3 生産分と契約であるためProject Financeではなく、類似のTrustee Borrowing Scheme (TBS)を活用

目の前に立ちはだかる世界規模の課題。
私たちは地球の力でエネルギーを創る、
チームの力を結集する、経験と新しい発想で知恵を出し合う。
絶対に使命を投げ出したりしない。
私たちはエネルギーを探し、届け続ける。
今日も明日もこれからも、ずっと。

地球の力で未来へ挑む

INPEX

Energy for a brighter future