

株式会社INPEX
2022年12月期 第2四半期 決算説明会

参考データ集

2022年8月9日



連結子会社および持分法適用関連会社

INPEX

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 Eagle Ford, LLC	アメリカ合衆国	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 第2四半期(2022年1月1日～6月30日)

(単位：百万円)

	日本	アジア・ オセアニア	ユーラシア (欧州・ NIS諸国)	中東・ アフリカ	米州	計	調整額*1	連結財務諸 表計上額*2
売上高	97,156	274,559	178,025	540,624	18,306	1,108,674	△ 10,197	1,098,476
セグメント利益又は損失 (△)	△3,678	147,557	94,848	342,511	11,192	592,431	△ 7,938	584,493

*1 セグメント利益又は損失 (△) の調整額△7,938百万円は、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 セグメント利益又は損失 (△) は、連結損益計算書の営業利益と調整を行っております。

LPG売上高

	2021年12月期 第2四半期 (2021年1月-6月)	2022年12月期 第2四半期 (2022年1月-6月)	増減	増減率
売上高 (億円)	14	21	7	46.9%
販売量 (千bbl)	174	34	△140	△80.2%
海外生産分平均単価 (\$/bbl)	51.23	69.56	18.33	35.8%
国内生産分平均単価 (¥/kg)	78.53	108.93	30.40	38.7%
平均為替 (¥/\$)	107.73	122.54	14円81銭円安	13.7%円安

(億円)	2021年12月期 第2四半期 (2021年1月-6月)	2022年12月期 第2四半期 (2022年1月-6月)	増減	増減率
営業外収益	367	1,431	1,064	289.8%
受取利息	144	165	20	14.0%
受取配当金	34	83	48	139.9%
持分法による投資利益	-	1,013	1,013	-
生産物回収勘定引当金戻入益	43	67	24	55.1%
その他	143	101	△ 42	△ 29.4%
営業外費用	405	1,014	609	150.2%
支払利息	69	99	29	42.7%
持分法による投資損失	129	-	△ 129	△ 100.0%
為替差損	106	12	△ 94	△ 88.2%
金融資産の条件変更から生じる損失	-	800	800	-
その他	99	102	3	3.6%

利払い・償却・探鉱費前利益 (EBIDAX)

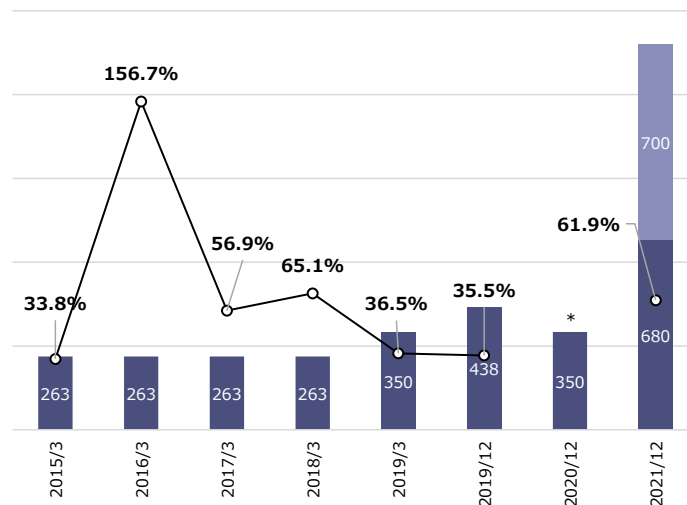
(百万円)	2021年12月期 第2四半期 (2021年1月-6月)	2022年12月期 第2四半期 (2022年1月-6月)	増減	備考
親会社株主に帰属する純利益	51,982	184,462	132,480	P/L
非支配株主に帰属する純損益	△ 8,182	△ 3,627	4,555	P/L
減価償却相当額	108,892	187,189	78,297	
減価償却費	77,249	141,167	63,918	C/F コンセッション契約及び販売費に係る減価償却費
のれん償却額	3,380	4,309	929	C/F
生産物回収勘定（資本支出）の回収額	28,263	41,713	13,450	C/F PS契約に係る減価償却費相当額
探鉱費相当額	△ 2,090	6,606	8,696	
探鉱費	2,281	13,385	11,104	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	△ 4,371	△ 6,779	△ 2,408	P/L PS契約に係る探鉱費相当額等
重要な非現金項目	27,908	28,451	543	
法人税等調整額	17,405	13,463	△ 3,942	P/L
為替差損益	10,503	14,988	4,485	C/F
税引後ネット支払利息	△ 5,420	△ 4,736	684	P/L 税引後の支払利息－受取利息
EBIDAX	173,090	398,345	225,255	

(百万円)			備考
	2021年12月期 第2四半期 (2021年1月-6月)	2022年12月期 第2四半期 (2022年1月-6月)	
生産物回収勘定（期首）	575,544	548,170	
増加：			
探鉱投資	553	636	主にイラク Block10
開発投資	12,094	16,496	主にACG、カシャガン、コンソン
操業費	7,538	10,605	主にACG、カシャガン
その他	1,866	2,124	
減少：			
コスト回収（CAPEX）	28,263	41,713	主にACG、カシャガン
コスト回収（Non-CAPEX）	7,896	7,969	主にACG、カシャガン
その他	-	601	
生産物回収勘定（期末）	561,437	527,749	主にカシャガン
生産物回収勘定引当金	65,072	54,490	

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

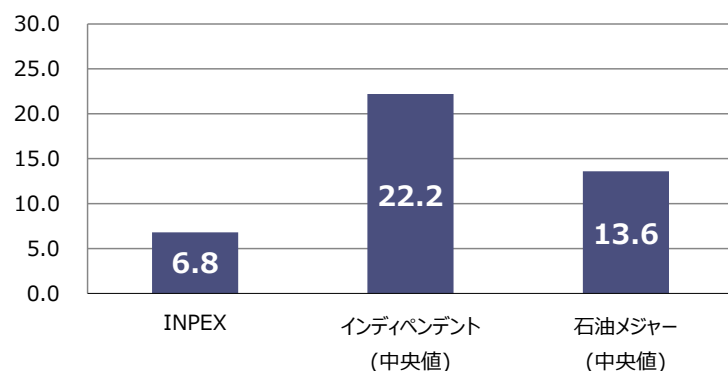
■ 年間配当金/株

■ 配当総額（億円）

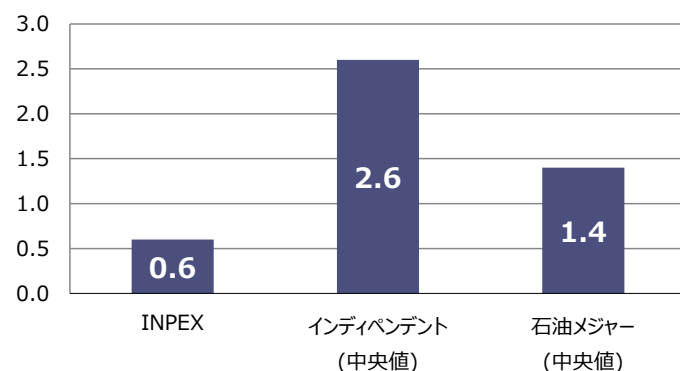
■ 自己株式取得額（億円）

○ 総還元性向

EV／確認埋蔵量*1



PBR*2



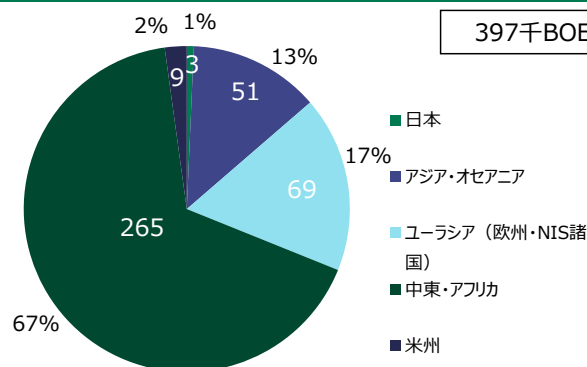
*1 EV（企業総価値）＝（時価総額＋総有利子負債－預金及び現金同等物＋少数株主持分）。EV／確認埋蔵量算出にかかる財務数値は2022年3月末時点（但し、一部2021年12月末時点）。確認埋蔵量は、2021年12月末時点。財務数値、確認埋蔵量は各社開示資料より。

*2 PBR＝株価／一株当たり純資産。時価総額は2022年6月30日時点。財務数値は2022年3月末時点（但し、一部2021年12月末時点）。財務数値は各社開示資料より。

ネット生産量（2022年1月-6月）

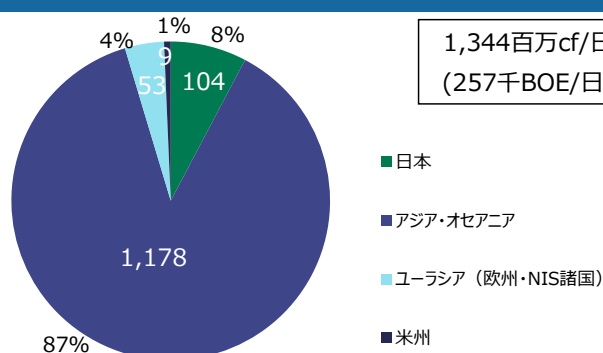
原油・コンデンサート・LPG

397千BOE/日



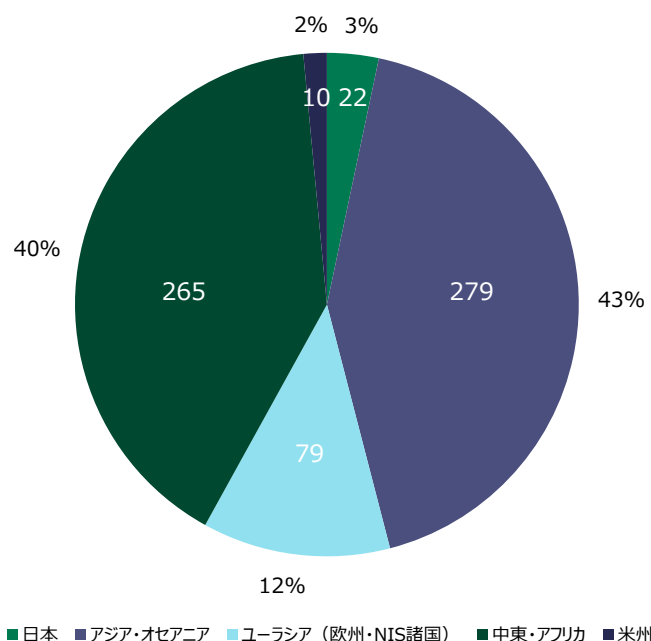
天然ガス

1,344百万cf/日
(257千BOE/日)



原油・天然ガス合計

654千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。

・ 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	55MW
INPEX メガソーラー上越	日本	100%	2MW×2	4MW
サルーラ地熱発電	インドネシア	18.2525%	330MW	60.2MW
ムアラバ地熱発電	インドネシア	30%	85MW	25.5MW
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 × 77基)	109.7MW
合計			1,334.5MW	318.9MW

・ セグメント別発電量（百万kWh）

	2021年12月期第2四半期 (2021年1月-6月)	2022年12月期第2四半期 (2022年1月-6月)	
日本	113.1	114.2	
アジア・オセアニア	200.5	206.1	
ユーラシア (欧州・NIS諸国)	0	0	※ルフタダウネン洋上風力発電およびボルセレⅢ/Ⅳ洋上風力発電については、第3四半期より発電量を集計予定
合計	313.7	320.3	

原油価格・為替レートのセンシティブティ

(2022年2月10日決算説明会時点の試算)

■ 油価・為替変動の2022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：+60億円（△60億円） 以下の通り、期中に変化します。 第2四半期期初時点：+42億円（△42億円） 第3四半期期初時点：+23億円（△23億円） 第4四半期期初時点：+10億円（△10億円）
為替（円/US\$）1円 円安（円高）になった場合*3	+28億円（△28億円）

*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（2022年1月）時点における2022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：+10億円、第2四半期：+13億円、第3四半期：+17億円、第4四半期：+20億円）
- 第2四半期期初時点：+42億円（第1四半期：――、第2四半期：+10億円、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：+23億円（第1四半期：――、第2四半期：――、第3四半期：+10億円、第4四半期：+13億円）
- 第4四半期期初時点：+10億円（第1四半期：――、第2四半期：――、第3四半期：――、第4四半期：+10億円）

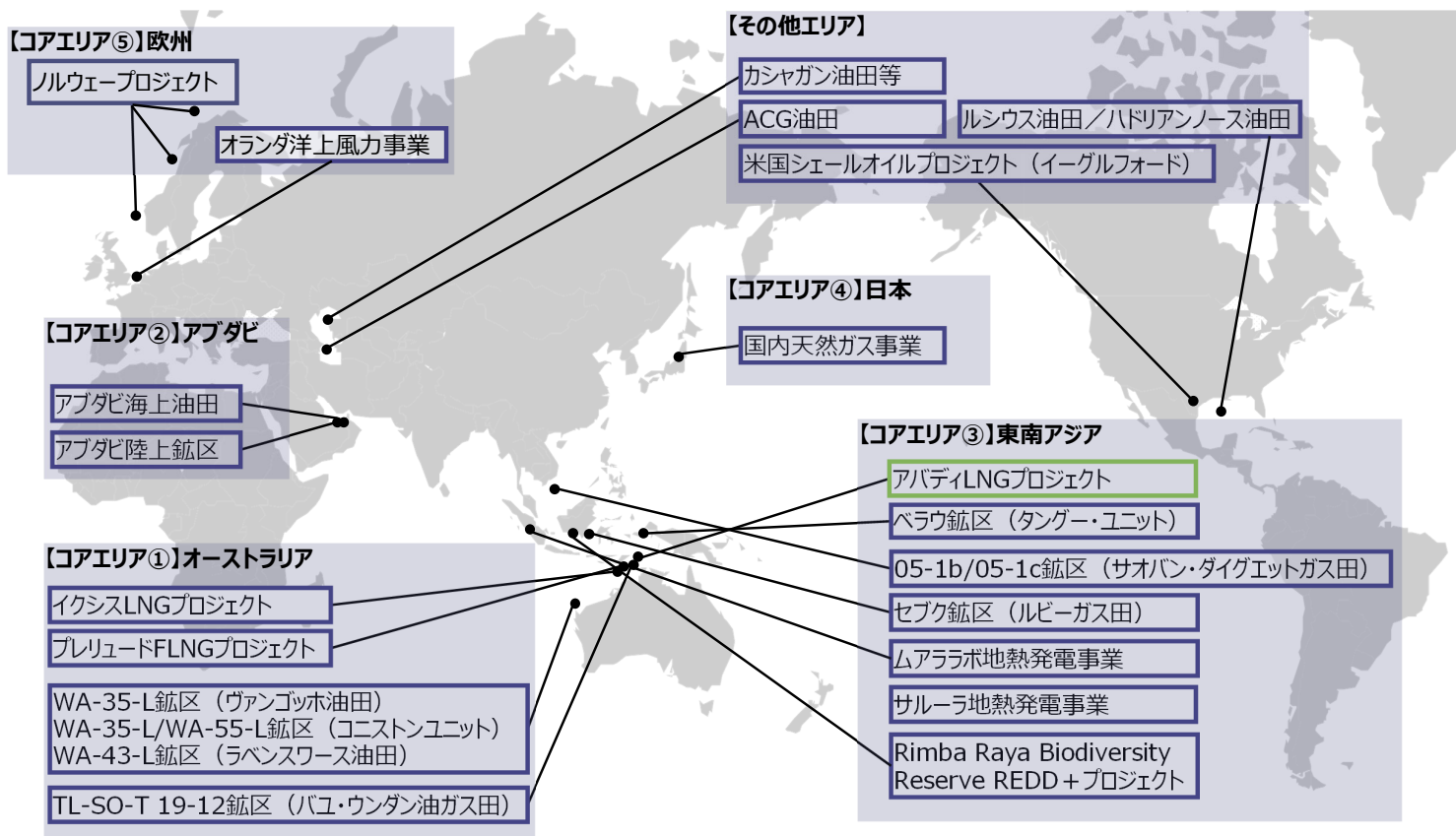
*3 為替変動が当期純利益に与える影響であり、期中平均為替レートの影響を受けます。尚、外貨建て資産と外貨建て負債の差から発生する為替評価損益に係るセンシティブティ（前期末と当期末の期末為替レートの差の影響を受ける）は、ほぼ中立化しております。

プロジェクトデータ

INPEX

主なプロジェクト

INPEX



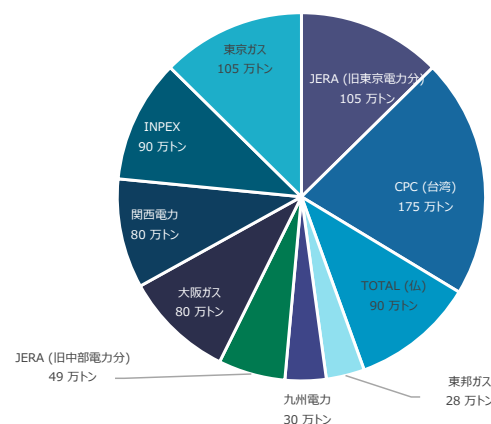
操作中

最終投資決定前

【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）
- 生産量*1
 - 上流ガス*2：日量約1,461百万立方フィート
 - 上流コンデンセート：日量約5.6万バレル
- 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

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）

各製品の出荷数

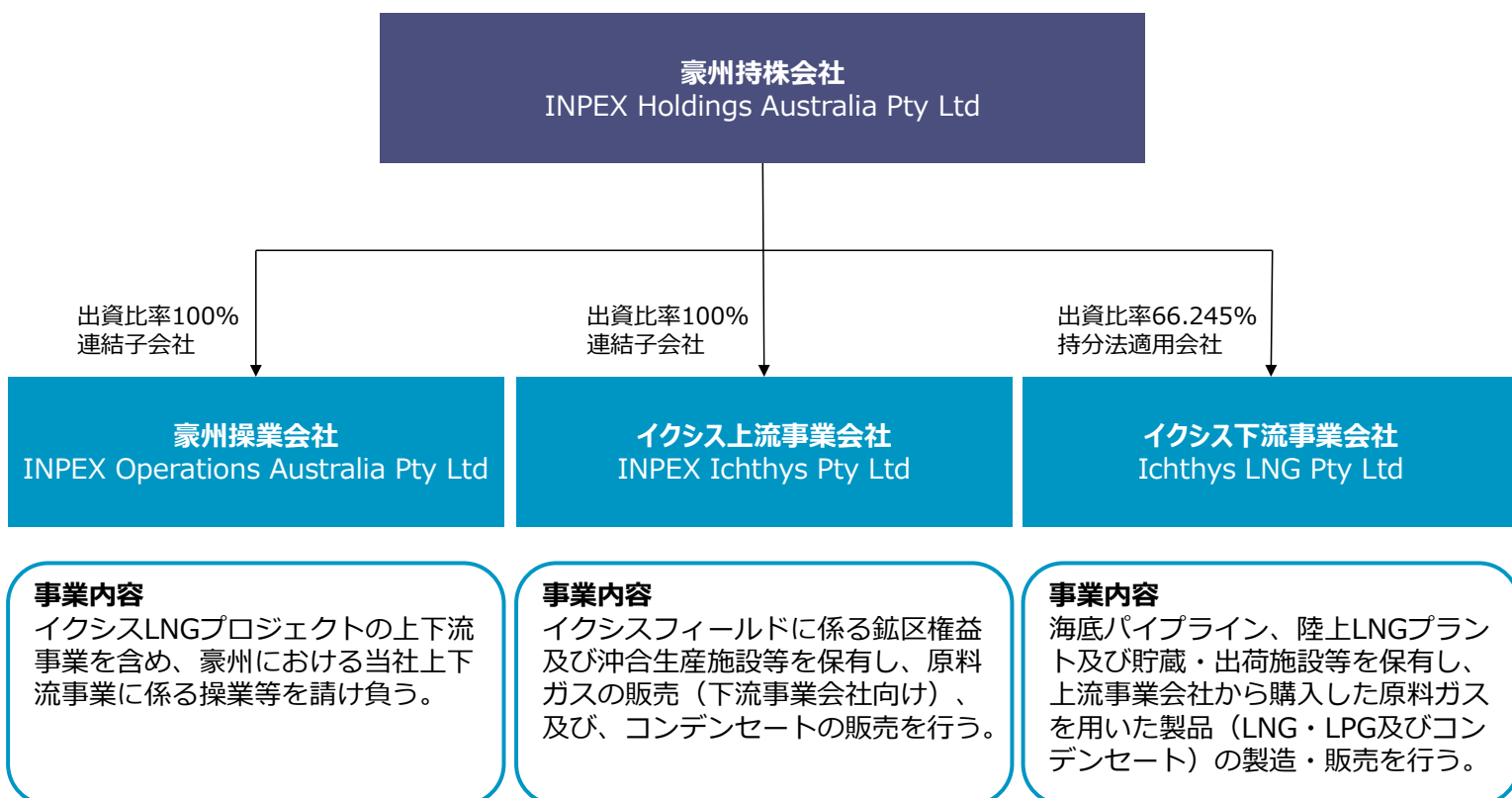
期間	LNG	陸上コンデンセート	海上コンデンセート	LPG
2018年10月～2019年3月	31	4	10	6
2019年4～12月	84	16	23	23
2020年	122	22	34	34
2021年	117	21	32	32
2022年1～6月	64	12	17	17

*1 2022年4～6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）

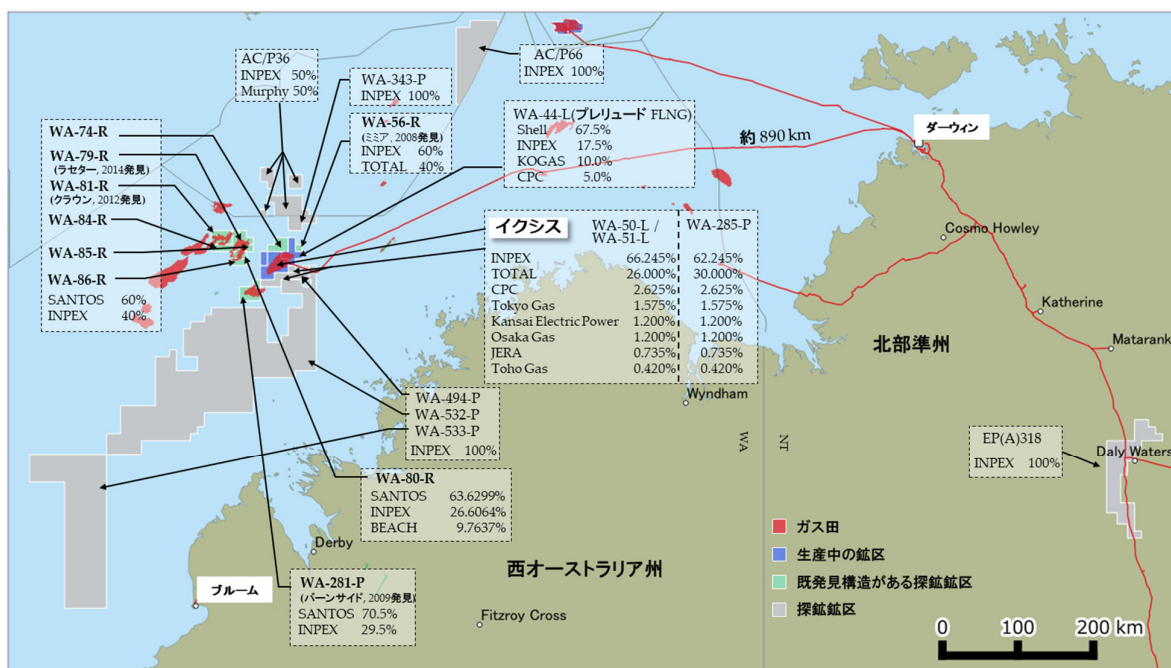
イクシスLNGプロジェクト
事業スキーム

【コアエリア①】オーストラリア



【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

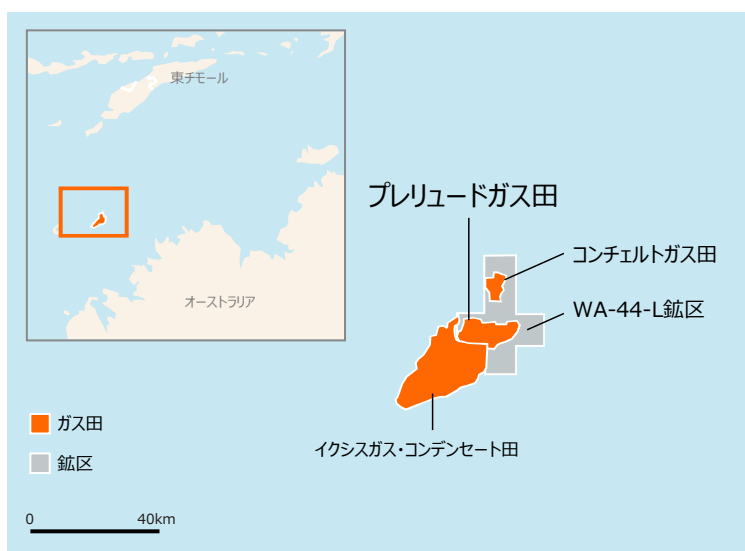


Copyright © 2022 INPEX CORPORATION. All rights reserved.

16

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

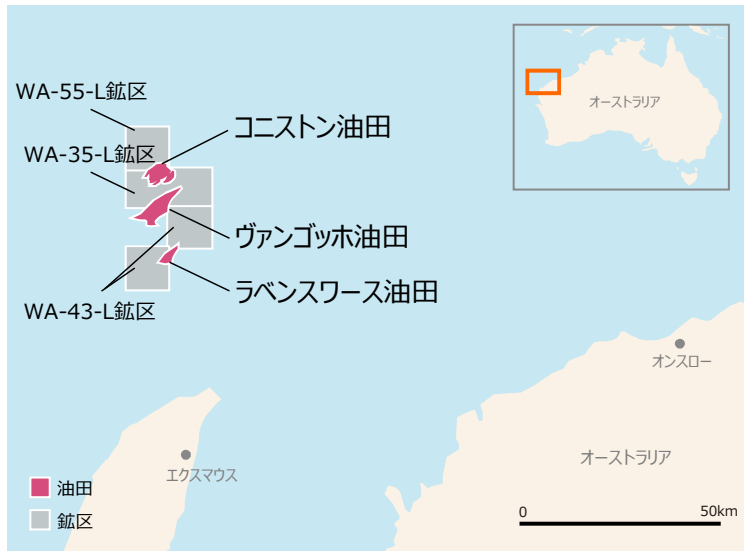


- 権益比率：17.5%（オペレーター：Shell）
- 利権契約：生産終了まで
- 生産能力
 - LNG*：年間360万トン
 - LPG：年間約40万トン（ピーク時）
 - コンデンセート：年間130万トン（ピーク時）
- マイルストーン
 - 2011年5月、最終投資決定
 - 2018年12月、生産井からのガス生産を開始
 - 2019年3月、コンデンセート出荷開始
 - 2019年6月、LNG出荷開始
 - 2019年7月、LPG出荷開始

* 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 © 2022 INPEX CORPORATION. All rights reserved.

17



**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)**

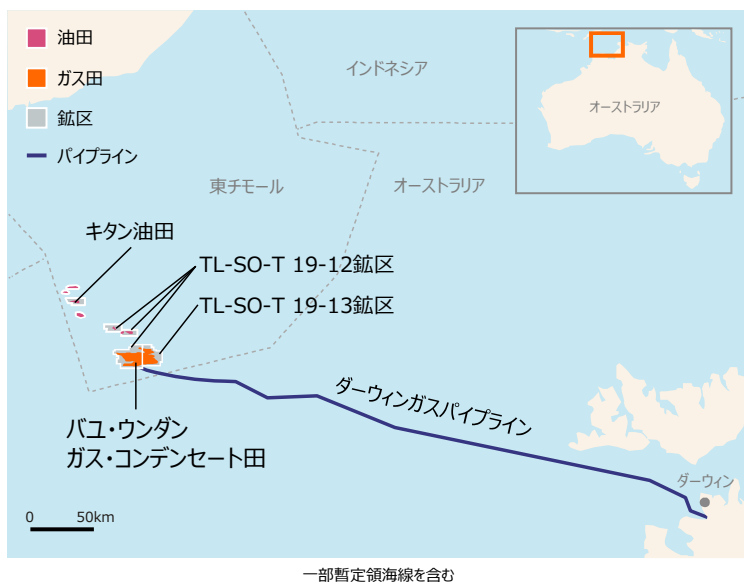
- 当社権益比率：47.499%
(オペレーター：Santos)
- 利権契約：生産終了まで
- 原油生産量*：日量約8千バレル
- マイルストーン
 - 2010年2月、ヴァンゴッホ油田にて原油生産開始
 - 2015年5月、コニストン油田にて原油生産開始
 - 2016年7月、コニストン油田ノバラ構造にて原油生産開始
 - 2019年1月、ヴァンゴッホ油田追加開発井から原油生産
 - 2021年第2四半期よりヴァンゴッホ油田追加開発井3坑の掘削、2021年第3四半期から順次原油生産開始

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

* 全鉱区ベース、2022年6月平均日産量

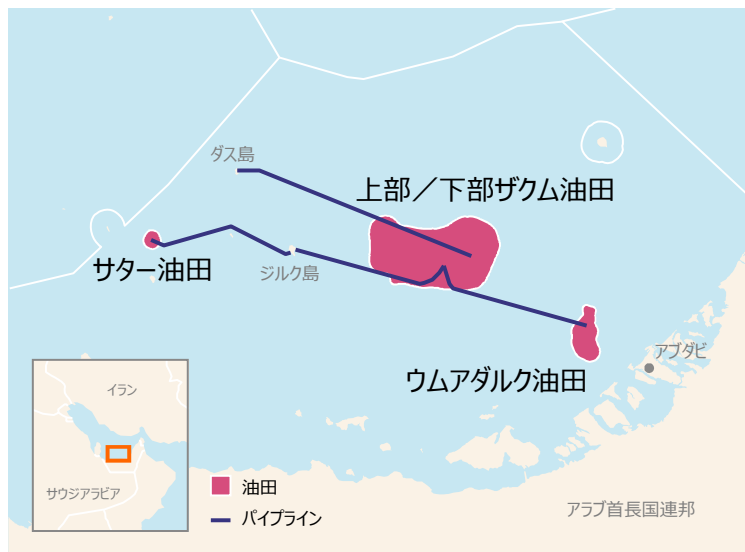
**TL-SO-T 19-12鉱区 (バユ・ウندان ガス・コンデンセート田)
INPEXサウル石油**



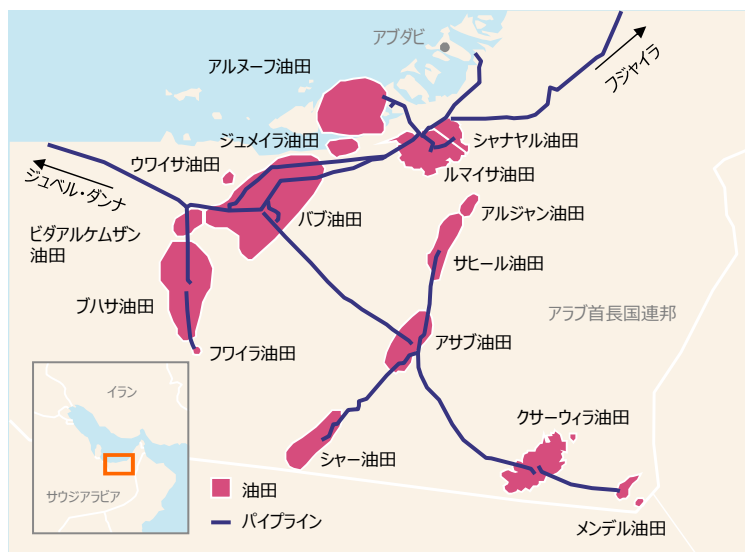
- 当社権益比率：11.378120%
(オペレーター：Santos)
- 生産分与契約：2022年12月31日まで
- 生産量*¹
 - コンデンセート：日量約7千バレル
 - LPG：日量約3千バレル
 - 天然ガス*²：日量約164百万立方フィート
- マイルストーン
 - 2004年2月、コンデンセート/LPG販売開始
 - 2005年8月、東京電力（現JERA）/東京ガスとLNG販売契約締結
 - 2006年2月、LNG販売開始
 - 2019年8月に、東チモール・豪州両政府間の海上国境の画定を受け、東チモール政府と新たなPSCを締結。（旧PSCと同等条件での事業継続決定済）
 - 2021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
 - 2022年3月、バユウندان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ندانCCSのFEED作業を開始

*1 全鉱区ベース、2022年6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

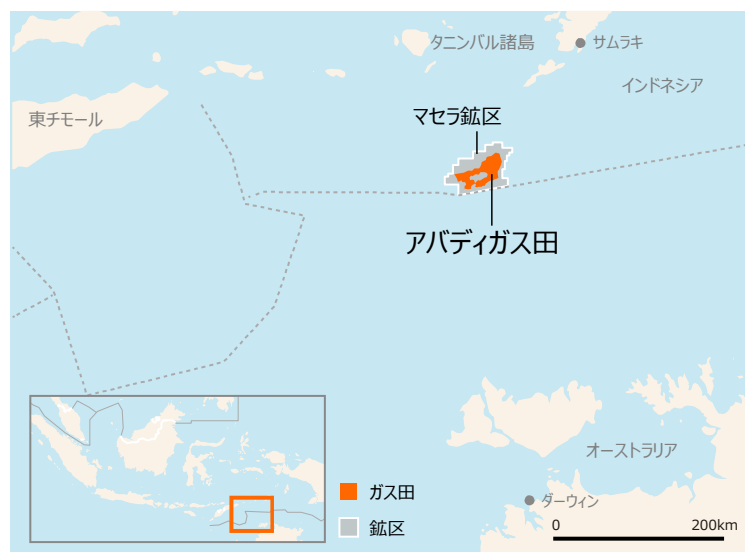


- 当社権益比率：5% (オペレーター：ADNOC Onshore*)
- 利権契約：2054年まで

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

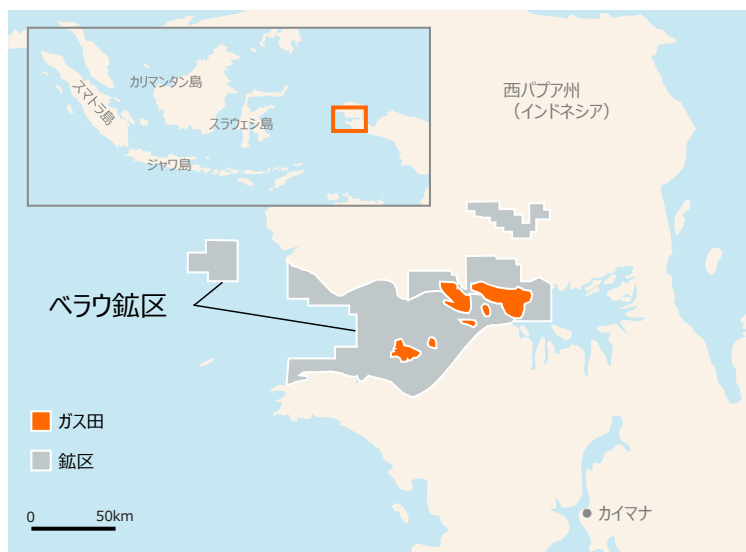


- 当社権益比率：100%
(オペレーター：JODCO Exploration Limited)
- 鉱区面積：約6,116平方キロメートル



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

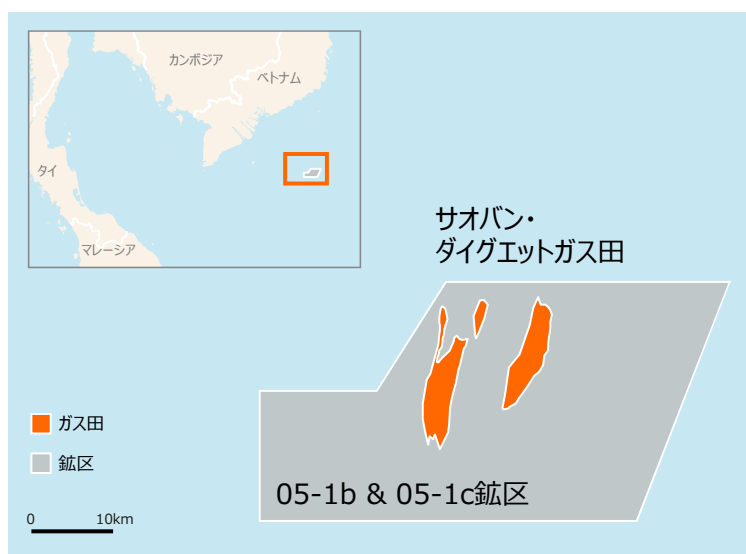


- 当社権益比率：7.79%（ネット）
（タングーユニット）（オペレーター：BP）
- 生産分与契約：2035年12月31日まで
- 生産量^{*1}
 - コンデンセート：日量約5千バレル
 - 天然ガス^{*2}：日量約1,016百万立方フィート
- LNG生産能力：年間760万トン
- マイルストーン
 - 2009年7月、LNG販売開始
 - 2016年7月、拡張プロジェクト（年間380万トンの生産能力を有する第三液化系列を増設）の最終投資決定、現在建設作業中
 - 2021年8月、ヴォルワタガス田のCCUS及びUbadariガス田開発に係る開発計画（POD）の承認をSKK Migasより取得

*1 全鉱区ベース、2022年6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
 - ダイグエットガス田を開発中



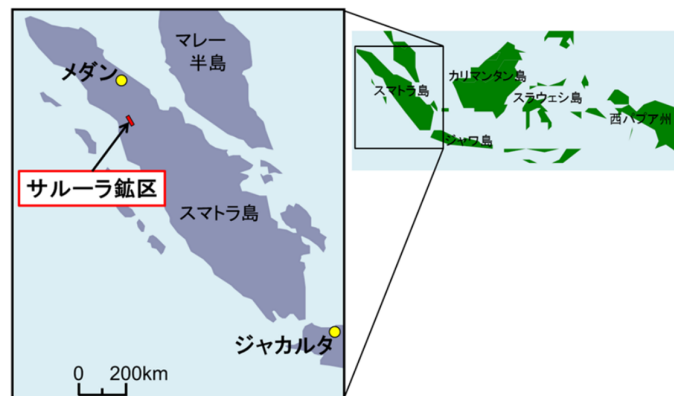
- 当社権益比率: 15%
(オペレーター: PEARLOIL (SEBUKU))
- 生産分与契約: 2027年9月21日まで
- 生産量^{*1}
 - 天然ガス^{*2}: 日量約66百万立方フィート
- マイルストーン
 - 2010年9月、権益を取得
 - 2011年6月、開発移行決定
 - 2013年10月、生産開始

*1 全鉱区ベース、2022年6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



- 出資形態: 30%権益を保有するPT Supreme Energy Sumatera の 33.333%の株式を保有
(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



- 出資形態：Sarulla Operations Ltd.の18.2525%の株式を保有
- 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（森林保全事業） INPEX



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

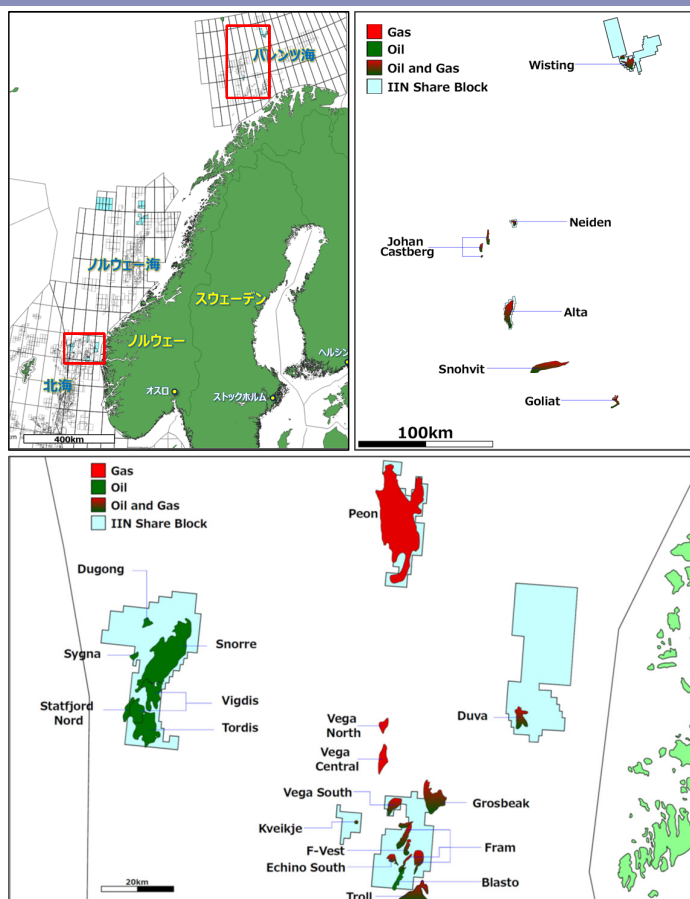


*1 2022年4月～6月平均日産量
*2 1m³当たり41.8605MJ換算

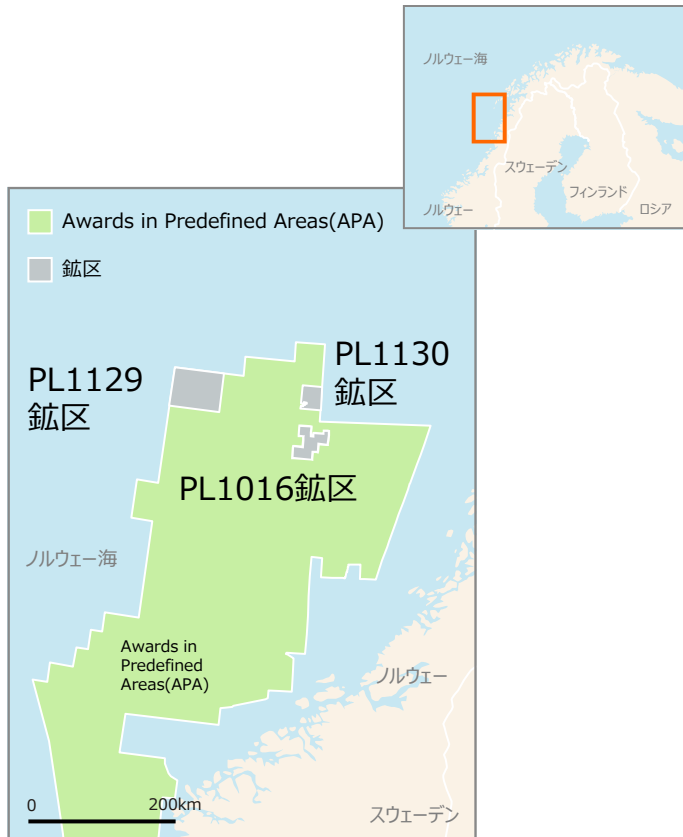
- 南長岡ガス田等における生産量*1
 - 天然ガス：約2.7百万m³/日 (101百万cf/日)
 - 原油・コンデンセート：約3千バレル/日
- 天然ガス販売状況*2
 - 2021年12月期販売量：22.0億m³
 - 2022年12月期販売量見通し：22.3億m³
 - 2030年に年間27億m³の供給見通し
- 直江津LNG基地
 - 2013年12月、直江津LNG基地の商業運転開始
 - 2018年10月、イクシスの第1船(パシフィック・ブリーズ)が入港
 - 2019年2月、イクシスからサニックス・ブリーズが初入港
 - 2022年7月、LNG船 第50船が入港
- 国内パイプライン網
 - 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
 - ・ 2021年9月、南毛ライン複線化第一期工事 着工 (栃木県佐野市～群馬県館林市：5.3km、工期～2022年末)
 - ・ 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

ノルウェー探鉱・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、ビュルディングの6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
- 2022年4月、PL293B鉱区における油ガス層の発見



- 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。
- 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

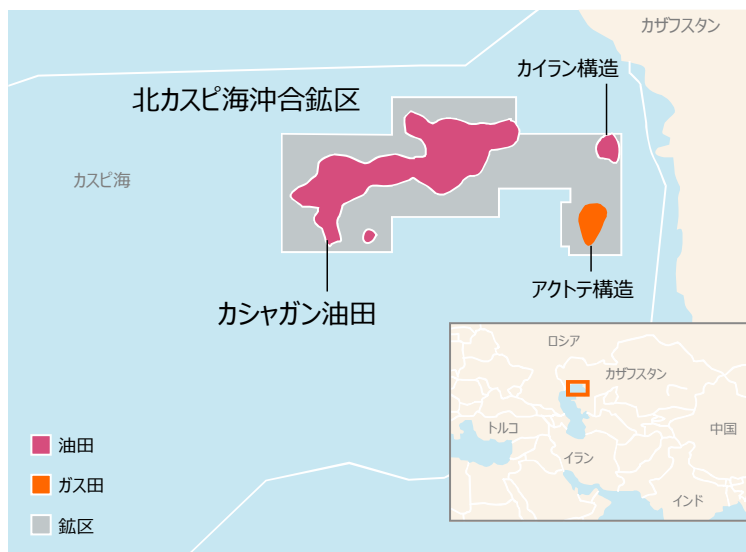


ボルセレ III/Ⅳ 洋上風力発電所



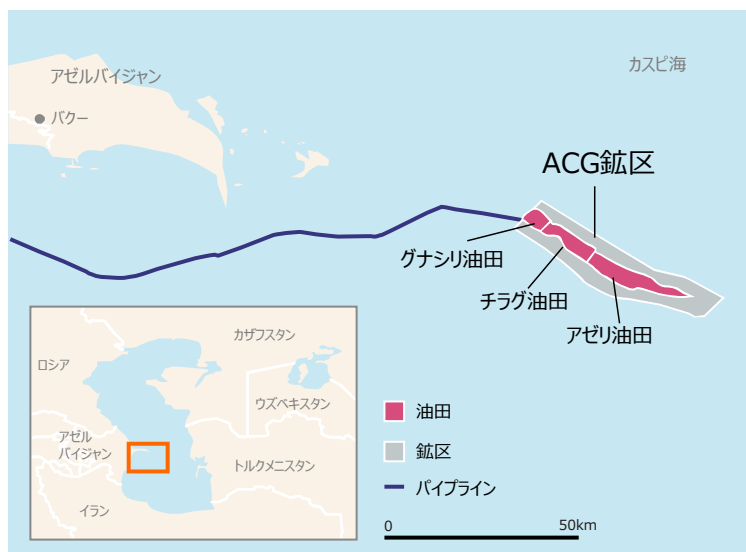
ルフタダウネン洋上風力発電所

- ルフタダウネン洋上風力発電所
 - 持分：50%
 - 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%
 - 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/カイランの2構造の開発シナリオ検討を継続中

* 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：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42.5万バレル
- 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BBL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

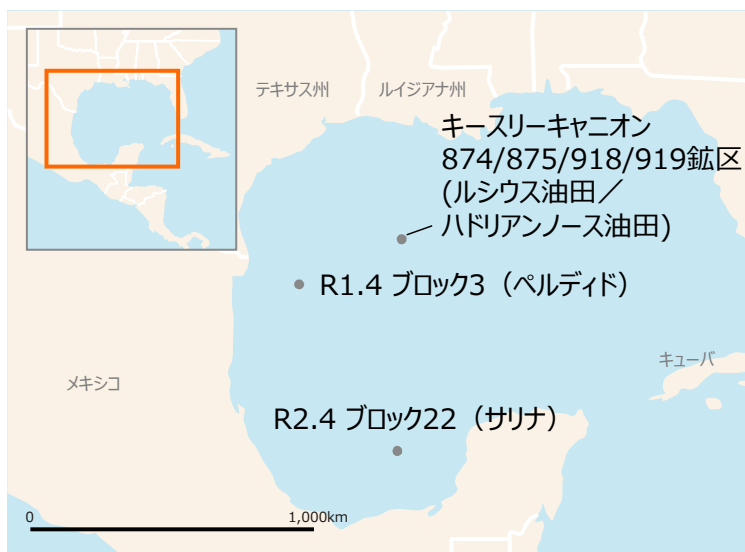
*3 全鉱区ベース、2022年1月～6月の平均日産量



- 当社権益比率：2.5%
 (オペレーター：BP)
- 通油量：日量約38.5万バレル*
- 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、ジェイハント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

* 2022年1月～6月平均通油量

メキシコ湾周辺プロジェクト
INPEX Americas, Inc. / INPEX E&P Mexico, S.A. de C.V.他



- 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2.9万バレル
 - ・ 天然ガス*2：日量24百万立方フィート
 - 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)
 - ※第一探鉱期間終了 (～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 (探鉱中)
 - 当社権益比率：35% (オペレーター：Chevron)

*1 全鉱区ベース、2022年6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：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0.9万バレル
 - 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。

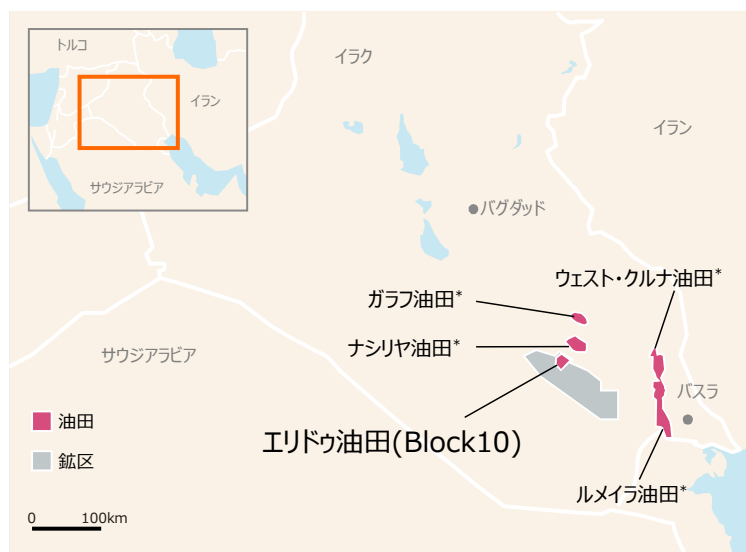


掘削作業現場

*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、2022年6月平均日産量

イラク共和国ブロック10鉱区（エリドゥ油田） INPEX南イラク石油



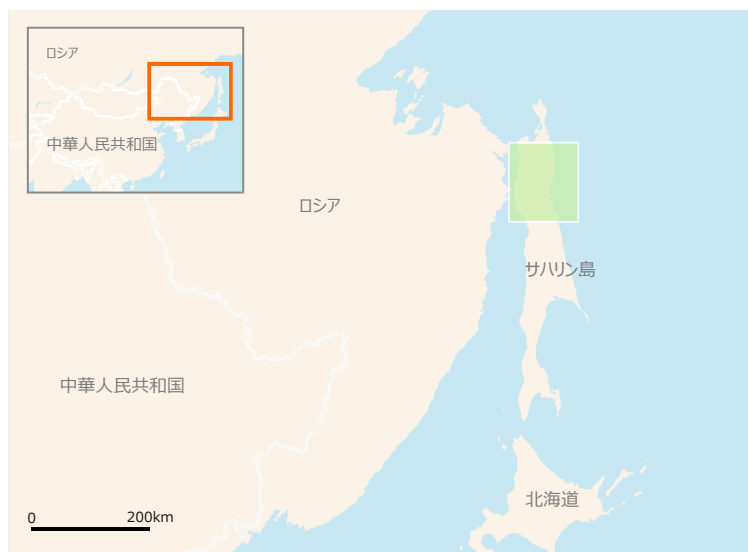
* 当社が権益を保有しない鉱区

- 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。



- 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

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/コンiston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7月末時点

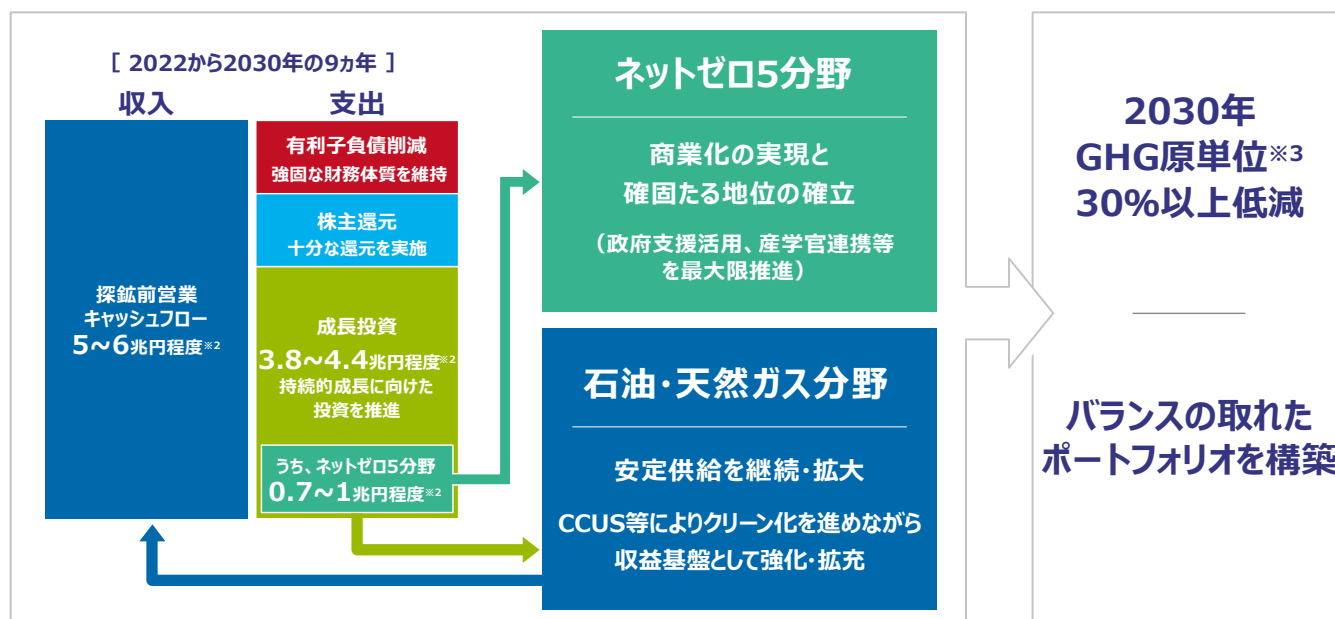
*2 オペレータープロジェクト

■ 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
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

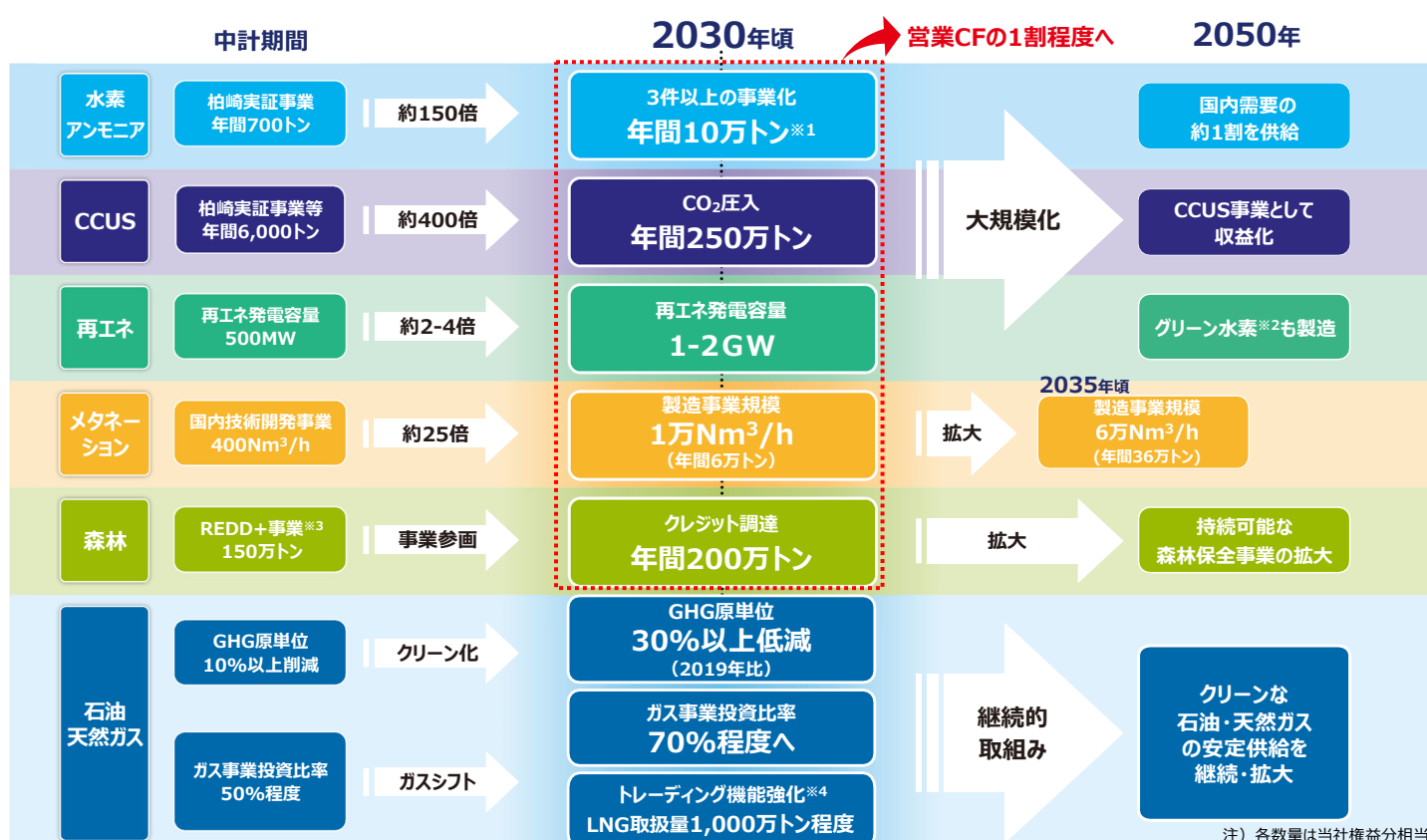
*1 2022年7月末時点
*2 オペレータープロジェクト
*3 一部を除き、当社がオペレーター

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



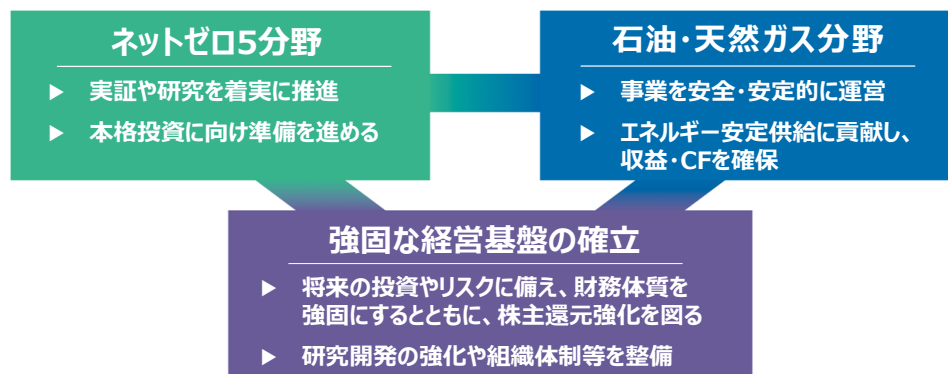
※1 アンモニアは水素換算

※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

※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	
	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
探鉱前営業CF※2	6,000億円	7,000億円
ROE	6.0%程度	8.0%程度
ネットD/Eレシオ※2	50%以下	

指標	2024年12月期目標
ネット生産量	日量70万バレルを上回る水準へ
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
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
安全	重大な事故ゼロ

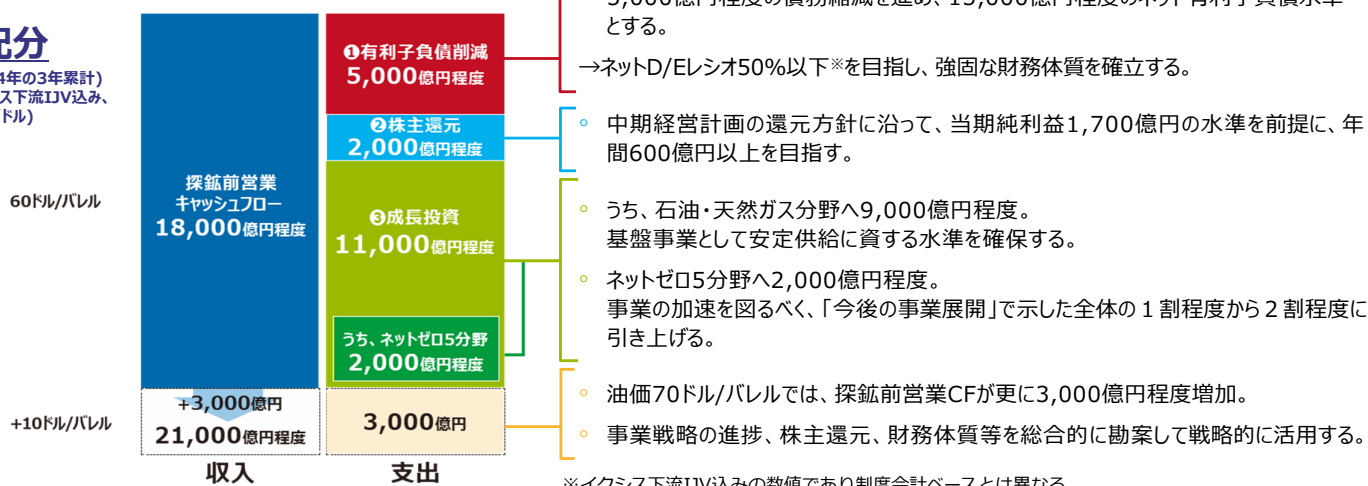
※1 為替前提:110円/ドル

※2 イクス下流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

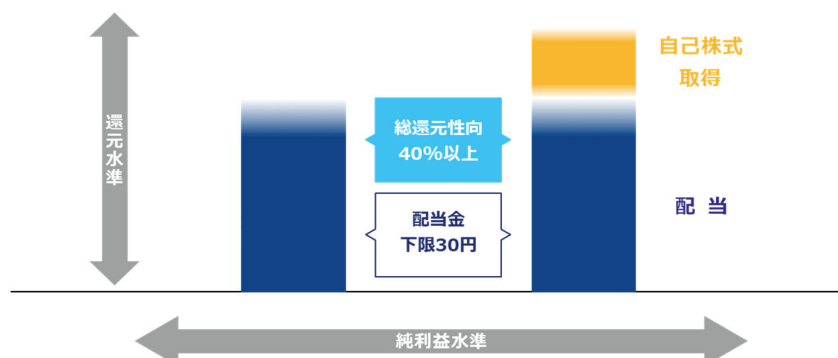
資金配分

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

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%以上を目途とする。
- 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。



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
Scope1（千トン-CO ₂ e）	8,557	7,328	7,302
Scope2（千トン-CO ₂ e）	204	179	136
GHG原単位（kg-CO ₂ e/boe）	41	35	33

*1 GHG原単位 = (エキティシア排出量 (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

- 「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への取り組みを推進しています。



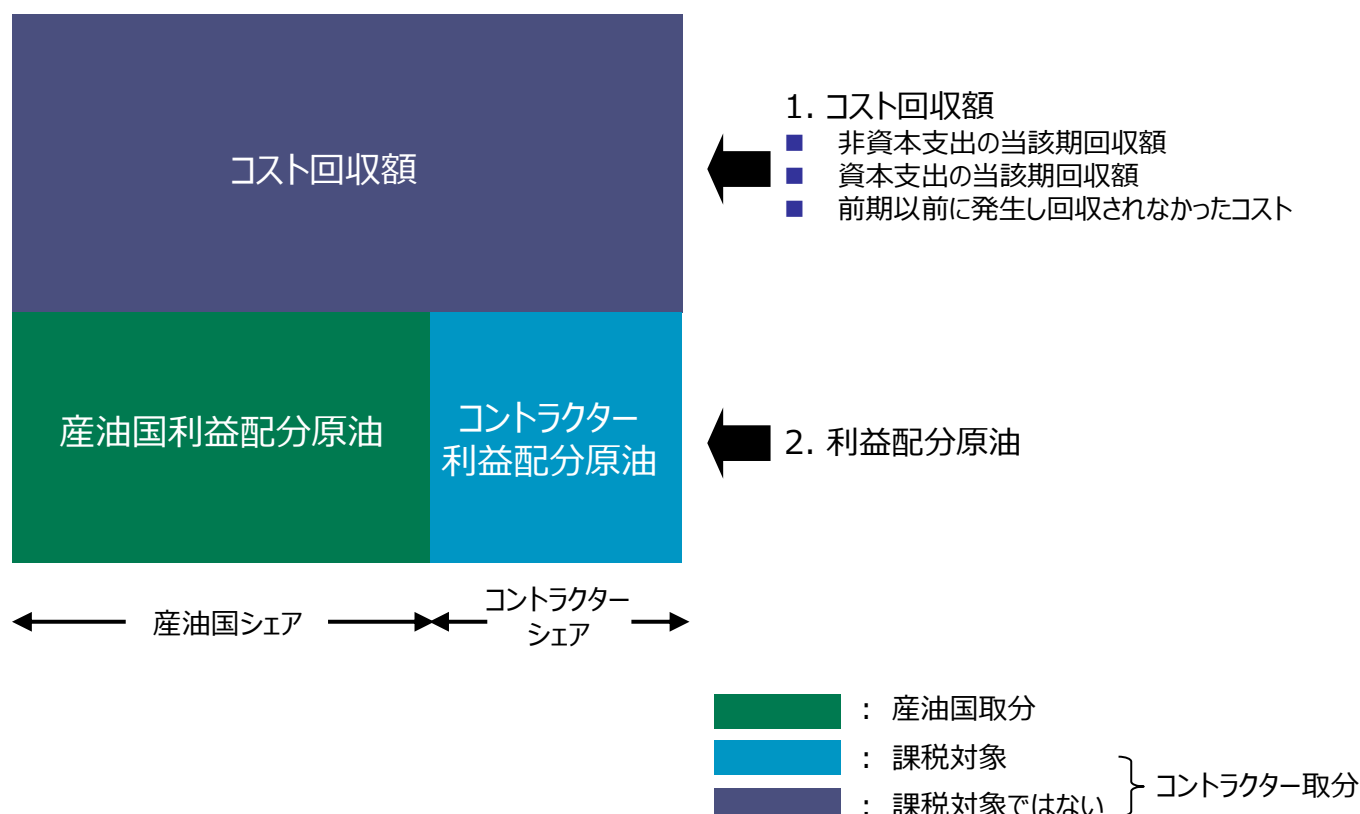
当社事業に組み込まれた代表的なSDGs

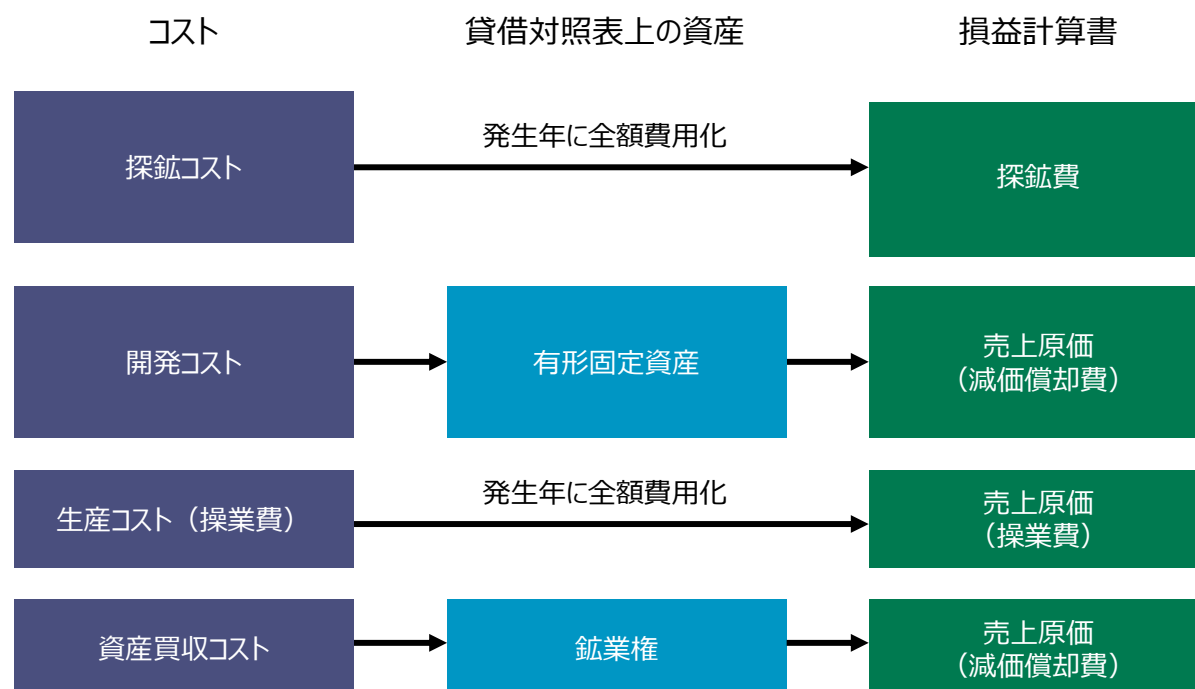
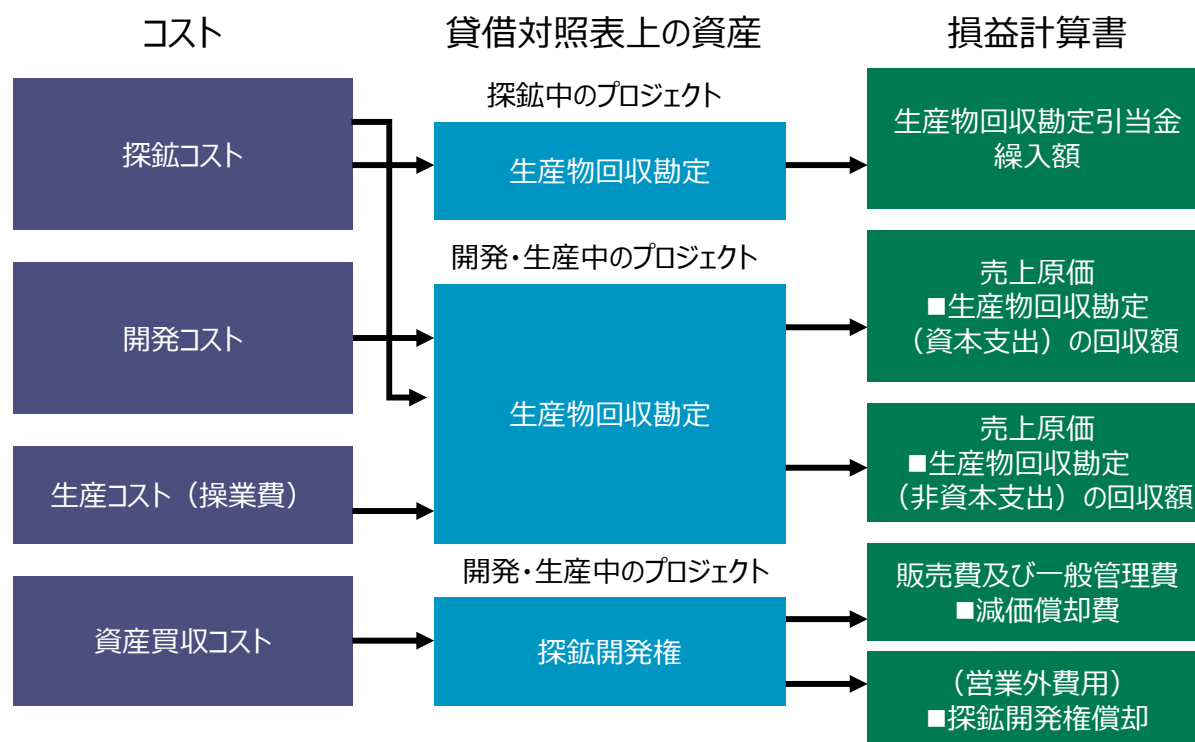
■ 主要ESGインデックスへの組入れ状況ならびに社外評価

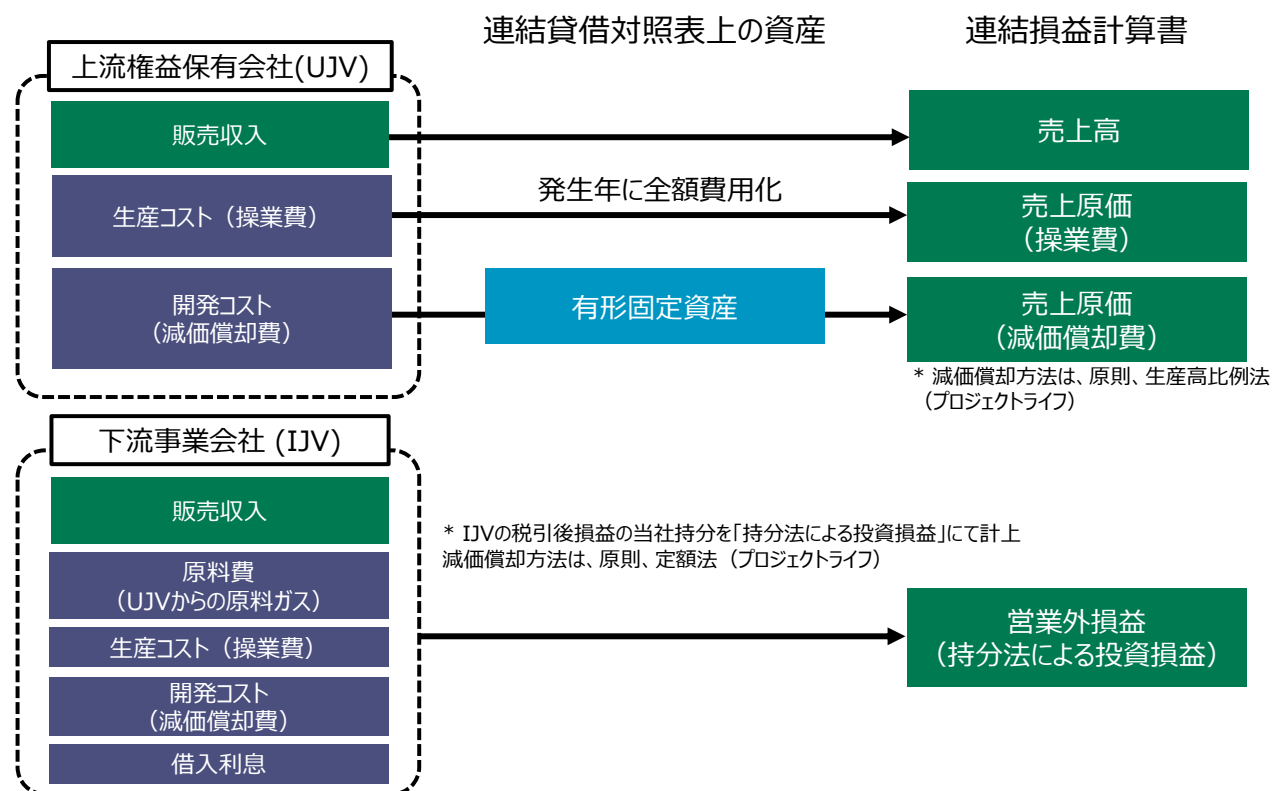
- 主要なESG評価機関より高い評価を獲得、国内外のESG投資インデックスの構成銘柄に選定

FTSE 4Good Developed Index FTSE 4Good Japan Index FTSE Blossom Japan Index FTSE4Good FTSE Blossom Japan	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） 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）	S&P/JPXカーボン・エフィシエント指数 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 2022 Sompo Sustainability Index	CDP2021「気候変動」スコア：A- DISCLOSURE INSIGHT ACTION	S&P Sustainability Yearbook Member Sustainability Yearbook Member 2022 S&P Global

生産分与契約





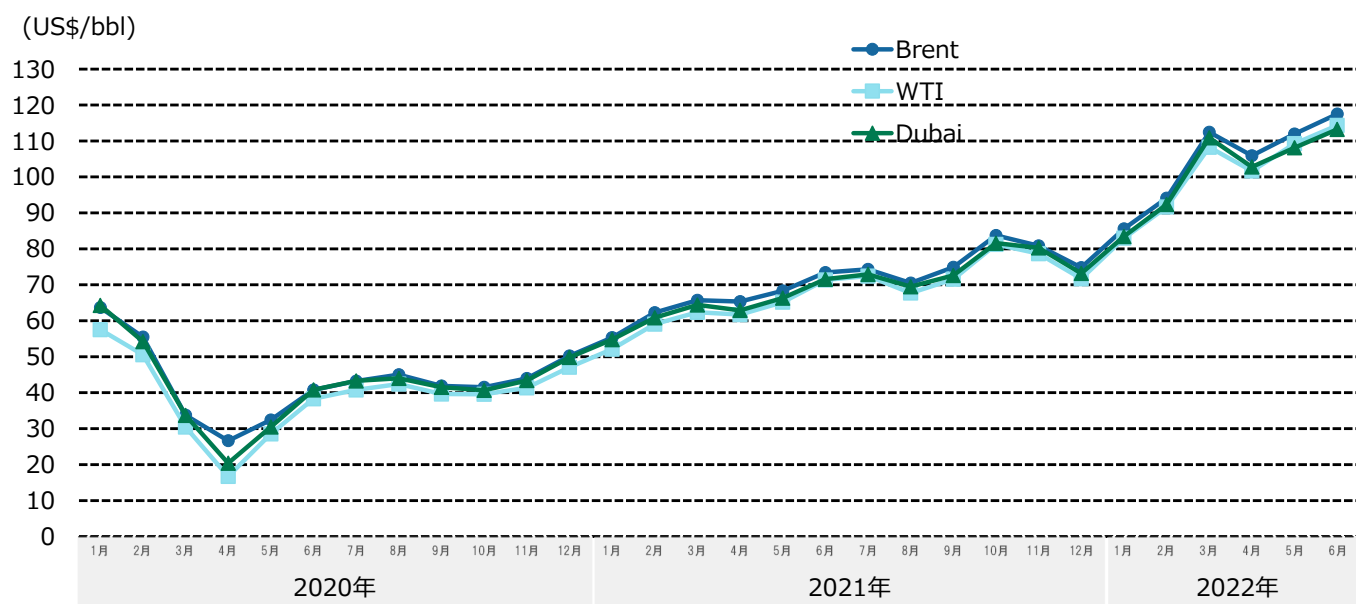


* 下流会社(IJV)は持分法適用会社であり、同社のキャッシュフローは連結キャッシュフロー計算書上に表示されない。
* コストは主なもの

豪州税制の概要



※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						2022年1-6月
	1月	2月	3月	4月	5月	6月	平均
Brent	85.57	94.10	112.46	105.92	111.96	117.50	104.59
WTI	82.98	91.63	108.26	101.64	109.26	114.34	101.35
Dubai	83.46	92.34	110.89	102.79	108.13	113.24	101.81