

「西豪州ウェイトシアガス田ステージ2 開発の最終投資決断の実行」

テレフォンカンファレンス 質疑応答

1. 日時： 2020年12月23日（水） 17:00～17:40
2. 当社説明者： 執行役員エネルギー第一本部長 大久保 雅治
石油・ガス資源開発部長 山口 賢一郎
Mitsui E&P Australia COO 石川 真博
IR 部長 稲室 昌也
3. 質疑応答：

<質問者1>

- Q1：プロジェクトの競争力・収益寄与について定量規模やタイミング、定性的なものについて教えていただきたい。
- A1：収益貢献について、既存インフラの利用が太宗を占め、埋蔵量も大きいという点に鑑み当社として競争力は高いものと考えている。新たに建設するプラントもシンプルなものであり、コスト競争力の観点でも優位。2023年に生産を開始し、そこから直ちに収益貢献することが期待されている。
- Q2：オペレーター機能について、具体的な内容や、今後の活用に向けた展望を教えてください。豪州以外の地域への展開は難しいのか。
- A2：オペレーター機能の具体的な内容は、人とプラットフォームと考えている。人について、オペレーターをやってきたという経験、その土地に関連した規制対応等をしっかりと行えることが挙げられる。プラットフォームについて、HSE体制や組織の意思決定プロセス等が確立されていることが挙げられる。AWE買収に伴い、MEPAUが元々持っていたものとの融合により、三井物産らしいオペレーター機能を構築できたことが強みと思っている。他地域への展開について、即効性があるのは豪州、ニュージーランドというオセアニア地域と考えている。他地域についてはその地域独特のルール等があるため補っていく必要はあるが、E&P事業の土台というものは変わらないため、必要なものを足しながら今後展開を図っていけると考えている。

<質問者2>

- Q3：ガス処理施設について日量250TJ/日ということだが、当初5年は全量LNGに液化し販売した後、西豪州向けに切り替えるという理解で良いか。販売の内訳及び期間について教えて欲しい。
- A3：当初の5年は基本的にはLNGとして輸出される。その後2029年より全量国内市場向けに販売することが基本方針。但し、現時点での見通しとして2026-2027年頃から需給環境が変わり、供給不足が顕在化するという見方をしている。2026年頃から徐々に国内向け販売に切り替える等、当社としては柔軟性を持って対応することを検討していく。
- Q4：NWSの現状について、液化のキャパシティが余っているという理解だが、NWS側で稼働率が高まり収益貢献が期待できるという理解で良いか。
- A4：当プロジェクトの生産開始のタイミングで空きが出る見通しがあるということで今回液化契約の合意に至った。余剰キャパシティの活用に対し、WaitsiaとしてFeeを支払うことになるので、それに伴い、NWSとして収益は発生することになる。

<質問者 3>

- Q5：豪州からの国内ガスの輸出は禁止されているとの理解だが、政府との取り決めはどうなっているか。5年しか輸出できないのか、確認したい。
- A5：今回輸出する分については西豪州政府の承認を得ている。その後について、当社にとって輸出の機会を追求するという事になれば、そのタイミングで改めて相談・申請を行うことになる。
- Q6：LNGの販売契約については全量 Spot 販売になるのか、それとも JCC リンクのような形になるのか教えて欲しい。また国内販売分についてはどのような値段の取り決めとなっているのか。FID する際の価格前提について原油リンクの価格と LNG スポット市場は乖離が大きくなっていると思うが、問題なく採算が見込めるのか。
- A6：当社は既に LNG の販売活動を行っており、今回の LNG についてもそのポートフォリオの中に組み込み販売していく方針。LNG 輸出期間は 5 年強となるが、本件が長期契約での販売となるのか、短期となるのかについては現時点では未定。国内の販売については現時点で需要家と合意に至っているというわけではない。今後国内の市況を見ながら販売を行っていくが、基本的に一定の割合は長期契約にする方針。FID に際しては一定の価格前提を置いている。主観に依ることなく市中の見通し等を参考にしながらその中でも保守的な数字を収益性前提においた上で価格が上昇すればアップサイドが享受できるという判断の下、投資実行を決断した。そういった経緯に鑑み本件の収益性には自信を持っている。

<質問者 4>

- Q7：ウェイトシアガス田は価格リスクを取るのか。NWS が液化事業者となった場合に、そこにどういった価格で販売するのか。価格リスクは液化事業者側が取るのか。価格リスクの指標は JKM のような Spot LNG なのか、それとも JCC のような、即ち原油価格連動なのか等、どういった方針か。
- A7：ウェイトシア JV はガス価格の販売リスクを 100%取る。NWS との取り決めは液化に係る手数料を支払うというもの。販売価格指標については、当社 LNG 関連部署がポートフォリオに組み込み販売を行う方針にて、ポートフォリオの中でその時の状況に応じて判断することになるので現時点では未定。
- Q8：NWS は上流ガス田について生産量・埋蔵量が減少するとの認識だが、今後は液化事業者を標榜し、今回の様に第三者からガスを購入していくモデルを描いているのか、教えて欲しい。
- A8：守秘義務あり、回答は差し控える。

<質問者 5>

- Q9：現在の西豪州国内ガス価格の水準を教えてください。スポット価格が無く分かりづらい部分あり。東豪州と比べて高いのか、可能であれば具体的にいくらぐらいなのか、また数年後に需給環境が変化するという説明もあり、先高感があるのか等。
- A9：西豪州国内ガスの市場は東豪州との相関性無く独立したマーケットとなっている。足元は A\$5/GJ 程度で推移している。2026 年以降の需給逼迫を見据え価格は上昇トレンドにある。
- Q10：原料ガスに含まれる CO₂ の除去による排出削減はどのような技術を活用する方針か。また、FID に当たり、削減に要するコストは経済性に織り込まれているのか。
- A10：ウェイトシア JV として、西豪州政府との間で、原料ガスに含まれる CO₂ の排出量の削減について義務あり、どのような方法がベストかを今後考えていく。生産現場で除去した CO₂ を地中に埋めるのはコストがかかる。政府が認定する排出権を使って排出をオフセットする方法もある。また、様々な CO₂ 削減に貢献する事業を自ら

手掛けるというのも選択肢。排出削減はプロジェクト開発を行う上での義務なのでこの義務を履行するために必要コストはプロジェクトの収益性を試算する際に全て織り込んでいる。

<質問者 6>

Q11：プロジェクト期間について教えてほしい。

A11：今回のFIDは、プロジェクト期間15年を前提に実施した。一方、ガスの埋蔵量は未だあり、マーケット環境が許せば追加投資を前提として期間を延長する事も可能。

Q12：輸出と国内ガスのコストの違いを教えてください。輸出にはパイプラインとトーリングフィーがかかると理解。その他のロイヤルティ等のコストは変わらないか、等。

A12：コストについては対外公表しておらず回答できない。

<質問者 7>

Q13：ガス処理施設の能力が日量250TJとの事だが、これは井戸元からの生産量がそれだけあるという事なのか、或いは第三者のガスからの供給も想定しているのか。

A13：ガス田の生産量に見合う形でガス処理施設を設計・建設しており、第三者からのガスは現状想定していない。

Q14：LNGの三井持分に相当する年間数量が70万トンということはプロジェクト合計で140万トンと理解してよいか。また、CO2削減に関し、CCSと排出権のコスト差はどの程度か。

A14：LNGの年間数量はご理解の通り。CCSについては、そのロケーション、回収方法、輸送等々の要素あり、排出権も様々な価格が存在するため、一概にコスト比較するというのは困難。

以上