

開催日 : 2022年2月10日（木）11:00～11:55（ウェブ会議形式）

出席者 : 67名（機関投資家・アナリスト向け）

主な質疑応答 :

Q1：当期末での有利子負債が230億円程度になる見込みだが、JMLの債務免除が反映され、残りはJACOS 求償債務残高と考えられる。JACOS 分も JML と同じような手続きを行なうとすれば、事実上無借金の財務状況になると推察するが、中計の見直しの中でどのような問題意識を持っているか。

A1：12月末現在の求償債務残高は434億円、このうちJMLにかかる債務免除が260億円、残り170億円強がカナダ・オイルサンド関係の求償債務として期末時点で残ると想定している。説明資料で、期末時点の有利子負債残高見込みを231億円と開示しているが、この大半がオイルサンド関係の求償債務である。当該債務は、JACOS 株式譲渡代金により一部弁済されるため今後減少する見通しだが、残額の取扱いについては関係者で協議中。最終的に借金が消えれば、当社バランスシートは負債側が純資産中心、資産側は一定程度のキャッシュが残ることとなる。レバレッジをかけられる財務余力や、キャッシュをどのように使うかが、新中計での最大の論点と認識している。ポートフォリオを再構築するための投資、株主還元を含めて新中計でお示ししたい。

Q2：インフラ・ユーティリティ(I/U)事業において、代替カーゴの調達により減益となったが、従来の説明である「コア利益25億円」の認識について、来期以降も変更ないか確認したい。今回の生産トラブルが、来期以降の足かせにならないか、併せて確認したい。また、現状のLNG市況を踏まえて、来期以降のLNG調達益に関する認識を教えてください。現在JLCが高騰しているが、御社の調達ポートフォリオでは調達差益は出やすい構造なのか、あるいは一定のスポット依存があるため厳しいものなのか。

A2：LNG調達については、ターム物を中心とし、柔軟性を持たせるため一部スポット物で調達している。今回はターム物でのトラブルであり、従来予想比で営業利益を50億円程度引き下げる要因となったが、この要因を除けば、I/U事業のコア利益は25億円との認識は変わらない。今回は一過性要因であり、来期以降への影響はないとみている。

現在のようなスポット市況が続くとすれば、JLCが高止まると想定される。スポット価格の上昇により当社の調達コストにも一定の影響が及ぶリスクはあるものの、基本的には、JLCの上昇による当社のガス販売価格上昇を通じて、当面はプラスの効果をもたらすとみている。

Q3：LNGの代替カーゴの調達に至ったのは、相手方のどんなトラブルだったのか。今後同様のことが起こった場合、また代替調達をすることでコスト負担が増えるのか、それとも相手方にその補償を要求できるものなのか。

A3：ガス田の生産トラブル並びにそれに起因する操業上の理由である。先方からの通知を受け、その補填にかかる協議をする一方で、時間的余裕がなかったため急遽スポット市場で代替カーゴの調達を行った。今後、補償あるいは代替カーゴでの供給による補填を求めていく。

Q4：前回予想比、前期比での請負事業の減益理由と、来年度の見通しを教えてください。

A4：請負事業は掘削や物理探査を行う連結子会社によるもの。年度により一定程度受注の変動はあるが、今期の特殊要因として、コロナ禍の影響で人や物の移動が制約される中で、受注が一時的に落ち込んだ。経済活動の回復につれて来期以降回復していくとみている。

Q5：LNG スポット調達により 50 億円のコスト上昇を見込んだにもかかわらず、I/U 事業の営業利益予想 17 億円と、I/U 事業のコア営業利益の 25 億円を若干下回る程度に留まった理由（プラス要因）を教えてください。JLC 上昇を販売価格に転嫁するまでのタイムラグがどの程度含まれているかも教えてください。

A5：第3四半期、特に11月と12月は、スポット LNG 価格の高騰により JLC 価格が上昇した。一方、当社はターム物主体なので調達コストは安定している。従来の調達差益は安いスポット玉の調達による原価低減により生じたものだったが、今回はコストが一定であるなかで、一方的に JLC が上昇した結果生じたもの。JLC の上昇が販売価格に反映されるまで3~4月のタイムラグがある。3Q では調達差益が発生した一方、タイムラグの影響により、その効果は3Q 決算には反映されていない。国内天然ガスの販売単価は、3Q は54円77銭、4Q 予想単価は64円40銭を見込んでおり、タイムラグで4Q の単価が押し上げられている。これにより4Q では約40億の増収増益を想定していたところ、代替カーゴ調達による50億円のマイナス要因が生じ、若干の減益予想となった。増益40億円の内訳について、国産天然ガスにかかるものはE&P事業、LNG 気化ガスの販売価格上昇や電力販売にかかるものはI/U事業に計上される。各要素で十数億円程度の上昇となり、合計で40億円程度の増収増益要因になっている。

Q6：国内 E&P の年間の油価感応度の見方を解説してほしい。生産量に油価を掛けて算出してよいか。

A6：年間の生産量に油価を掛けたものが感応度と考えていただいても良い。

Q7：SODECO の油価感応度について、過去のトレンドを踏まえた相場観を教えてください。

A7：今期のSODECOの持分法投資利益は、従来予想では90億見込んでおり、今回修正予想で125億円に引き上げた。従来予想に比べて原油価格上昇、事業費の削減、円安推移、生産量増加などがあり、それぞれ変動幅は小さいが事業規模が大きいため、全体として大幅な増益となった。損益は基本的に原油価格に連動する一方、事業費の見込み方で大きく変動するため一律に油価感応度を示すのは難しい。今期は複数の要素がすべて上振れ方向に動いたことを踏まえると、来期は若干レベル感が下がると想定している。

Q8：現状、JEPX が高止まりしており、ベースロード電源市場や、相対契約交渉へのプラス影響があると見ている。来期以降のI/U事業コア利益へ対して、どの程度プラス要素になるか教えてください。

A8：JEPXが高騰した2020年12月末と違って、国際的にLNG需給が著しくタイトな状況にあるため、当社においてもJEPX向け発電量を絞っており、従来予想に比べて年間の発電量予想が若干減っている。来期以降はターム調達を基本としたうえで、安定した発電により発電量の上積みを図りたい。ただし、現状長期相対契約が中心で、若干のJEPX向けの販売を行っている状況なので、発電量の上積みによりI/U事業のコア営業利益を大幅に押し上げることは想定していない。

Q9：ウクライナ情勢に関して、今後国際社会がロシアに制裁を行った場合、SODECO に想定されるリスクを教えてください。

A9 : 当社は SODECO の一株主であり、断定的なこと申し上げる立場にはない。そのうえで一般論として申し上げますと、S-1 プロジェクトは、1995 年に当時のロシアと生産物分与契約 (PSA) を締結して事業を推進している。鉱区内での探鉱開発活動や、生産物を国際市場で自由に処分する権利は PSA で保護されており、現在の情勢において、ただちに S-1 プロジェクトの操業に影響が生じることは想定していないが、情勢は日々動いているので、引き続き留意したい。

Q10 : 参考資料に記載している「アメリカ・タイトオイル開発権益を追加取得」、「ベトナム北部の LNG 基地建設プロジェクト検討へ参画」、「ペトロナスとマレーシアにおける CCS 共同スタディの実施に合意」についてそれぞれ解説してほしい。

A10 : 「アメリカ・タイトオイル開発権益」

連結子会社の Japex (U.S.) Corp.を通じて 1 月に開発権益を追加取得した。同社は 74Ranch という良質な鉱区権益を保有しており、周辺での追加権益取得に向けた活動を進めていた。来期以降ある程度の投資を予定しており、北米セグメントの営業利益に 10~20 億程度の上乗せを期待している。

「ベトナム北部の LNG 基地建設プロジェクト」

参入にあたり株式購入契約を締結しており、ファイナンスクローズおよび FID を今年中に計画している。ベトナムは経済活動進展にともない LNG 需要の伸びが期待できる地域で、現地パートナーと LNG 基地を建設し、タリフ受領またはタリフ相当額を上乗せした上で LNG 輸入販売を行う。国内の LNG 受入基地のノウハウを適用できる事業と考えている。現時点では投資規模や損益影響は明確に示せないが、FID 以降、より具体的な説明を行いたい。

「ペトロナスとのマレーシアにおける CCS 共同スタディ」

マレーシア国内での CO₂ 地下貯留に関するさまざまな可能性を検討する共同スタディである。主に、ビンツル LNG 基地で回収される CO₂ について、貯留可能場所、貯留可能量、貯留方法の調査にくわえ、貯留適地までの輸送方法など検討する。技術的、経済的に最適な CO₂ 貯留地の選定に関する調査共同スタディが中心となる。

Q11 : 再生可能エネルギーなど、カーボンニュートラルに資する事業への今期投資実績および来期以降の投資規模を教えてください。

A11 : 今期予想キャッシュフローで、バイオマス案件や太陽光ファンドへの出資などの投資キャッシュフロー186 億円を見込んでいる。投資有価証券の取得や貸付などが含まれる。これらの公表済み案件に関して工事の進捗等に応じて今後 2-3 年間で今後 60-70 億円の追加出資を予定している。また、現在 FID に向けた検討を進めている案件も複数ある。

1 件あたり数百億規模のプロジェクトの場合、プロジェクトファイナンスを組成し、エクイティ部分をパートナーとリスクシェアする形での参画を基本方針としているので、1 件当たりの投資額は 50-60 億円程度と考えている。このようなプロジェクトを今後数年間積み上げていきたい。

Q12 : 国産原油・天然ガスの来期以降の減退ペースの見通しを教えてください。

A12 : 来期以降、ある程度の減退は避けられないと見ている。原油に関しては北海道・勇払浅層の追加開発を行ったが、水処理の制約があり十分な生産能力を発揮できておらず、この生産量の回復が当面の課題。天然ガスは、新潟県・片貝において今年から今後 2 年間で 2 坑の追加掘削作業を予定しており、生産量の下支えを

目指す投資を行う。国産天然ガス全体で、年間5億立方メートル程度の生産量を維持したいと考えている。

以上

注意事項

本資料に掲載されている当社の現在の計画、見通し、戦略、その他歴史的事実でないものは、将来の業績に関する見通しを示したものです。実際の業績は、さまざまな要素により、これら業績見通しとは大きく異なる結果となり得ることをご承知おき下さい。

本資料は投資勧誘を目的としたものではありません。