कार्यकारी सार

कार्यकारी सार

1. भूमिका

1991 में, भारत सरकार (जी.ओ.आई.) ने स्वदेशी और विदेशी गैर–सरकारी कम्पनियों को खोजे गये तेल और गैस क्षेत्रों को विकसित करने के लिए, और कुछ मामलों में राष्ट्रीय तेल कंपनियों (एन.ओ.सी.)–तेल एवं प्राकृतिक गैस कॉरपोरेशन लिमिटेड (ओ.एन.जी.सी) और ऑयल इण्डिया लिमिटेड (ओ.आई.एल.) द्वारा आंशिक रूप से विकसित किये गये क्षेत्रों के लिए शामिल करने का निर्णय लिया, जी.ओ.आई. (1997) ने नई अन्वेषण लाइसेंस नीति की घोषणा की जिसके अंतर्गत राष्ट्रीय तेल कंपनियों को निजी क्षेत्र की कंपनियों से प्रतिस्पर्धा कर अन्वेषण एवं उत्पादन लाइसेंस बोली लगाकर प्राप्त करने थे न कि नामांकन के आधार पर।

पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस मंत्रालय (एम.ओ.पी.एन.जी.), महानिदेशालय हाइड्रोकार्बन (डी.जी.एच.) ब्लॉक के कॉन्ट्रेक्टर/ऑपरेटर पी.एस.सी. के मुख्य साझेदार थे। एम.ओ.पी.एन.जी., अन्य चीजों के साथ पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस तेल क्षेत्रों (नियमन एवं विकास) अधिनियम, 1948 के प्रशासन के साथ–साथ अन्वेषण एवं उत्पादन के लिए उत्तरदायी है। एम.ओ.पी.एन.जी. जिसका सहयोगी डी.जी.एच. है, जोकि अप्रैल 1993 में भारतीय पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस संसाधनों के मजबूत प्रबंधन को प्रोत्साहित करने के साथ–साथ पेट्रोलियम क्रिया–कलापों के पर्यावरण, सुरक्षा, तकनीकी एवं आर्थिक पहलुओं को संतुलित करने के उद्देश्य से स्थापित किया गया। पी.एस.सी. की शर्तों के अनुसार, कॉन्ट्रेक्टर से पेट्रोलियम गतिविधि जारी रखने की अपेक्षा है तथा ऐसी व्यावसायिक खोजों से जिनसे उत्पादन होता है वह लागत व खर्च वसूलने का अधिकारी है।

जी.ओ.आई और कॉन्ट्रेक्टर के बीच पी.एस.सी. विशिष्ट क्षेत्र/ब्लॉक अनुबंध के आधार पर पेट्रोलियम प्रचालन, लागत वसूली, लाभ वितरण एवं अन्य गतिविधियाँ प्रदान करता है।

उन खोजे जा चुके क्षेत्रों, नेल्प पूर्व अन्वेषित ब्लॉकों एवम् नेल्प ब्लॉकों और यहाँ तक कि नेल्प के विभिन्न दौरों (प्रत्येक नेल्प दौर के लिए पी.एस.सी. मॉडल बनाना) के लिए पी.एस.सी. के अंशों में भारी अंतर है।

2. प्रमुख लेखापरीक्षा परिणाम एवं अनुशंसा

2.1 केजी–डीडब्ल्यूएन–98/3 (ऑपरेटर : आर.आई.एल.)

केजी–डीडब्ल्यूएन–98/3 (जो कि केजी–डी 6 से भी संदर्भित होता है) ब्लॉक जिसका अनुबंध क्षेत्र 7645 वर्ग किलोमीटर (वर्ग कि.मी.) है केजी बेसिन में एक अपतट ब्लॉक है। यह ब्लॉक गहरे पानी के ब्लॉक के रूप में वर्गीकृत है जिसकी गहराई उत्तर पश्चिम में 400 मीटर से दक्षिण–पूर्व में 2700 मीटर के बीच है। मार्च 2013 तक ब्लॉक में कुल व्यय 10441.98 मिलियन यू.एस. डॉलर था जिसमें से 9293.22 मिलियन यू.एस डॉलर कॉन्ट्रेक्टर द्वारा वसूल किया जा चुका था। मार्च 2013 तक 1032.58 मिलियन यू एस डॉलर पेट्रोलियम लाभ में से कॉन्ट्रेक्टर को 929.32 मिलियन यू.एस. डॉलर एवम् जी.ओ.आई को 103.26 मिलियन यू.एस. डॉलर प्राप्त हुए।

नियामक एवं नियंत्रक मुद्दे

- लेखापरीक्षा अवधि के चार वर्षों में से किसी भी वित्तीय वर्ष के शुरू होने से पूर्व वार्षिक कार्य योजना एवं बजट (डब्ल्यू.पी.एंड बी) को अनुमोदित नहीं किया गया। ब्लॉक के ऑपरेशनों पर

नियंत्रण एवं निगरानी रखने के लिए डब्ल्यू.पी एण्ड बी, एम.सी के पास उपलब्ध टूल्स में से एक अत्यंत महत्वपूर्ण टूल है। चूँकि एम सी ने इस टूल का प्रभावी रूप से उपयोग नहीं किया, जिस कारण प्रचालन क्रियाकलापों के ऊपर बजटीय/वित्तीय नियंत्रण अपर्याप्त था जिससे खर्चे सीमारहित हो गये।

(पैरा 2.4.1)

लेखापरीक्षा अनुशंसा करती है कि एम.ओ.पी.एन.जी/डी.जी.एच. भविष्य में डब्ल्यू.पी एण्ड बी के समयबद्ध अनुमोदन के लिए कदम उठाए।

- तीन मूल्यांकन कुँओं के लिए किया गया 160.81 मिलियन यू.एस डॉलर का व्यय लागत वसूली के योग्य नहीं था और इसे एम.ओ.पी.एन.जी. ने अस्वीकृत कर दिया। तथापि एम.ओ.पी.एन.जी. द्वारा अपने निर्णय की सूचना देने के बाद भी, ऑपरेटर ने लागत वसूली के लिए अपना दावा लगातार बनाए रखा जैसा कि 2013 में समाप्त वित्तीय वर्ष के अंतिम लेखों में देखा गया। जून 2014 तक एम.ओ.पी.एन.जी अपने निर्णय को लागू करवाने में असमर्थ रहा।

(पैरा 2.4.2)

लेखापरीक्षा अनुशंसा करती है कि एम.ओ.पी.एन.जी. यह सुनिश्चित करे कि तीन कुँओं की 160.81 मिलियन यू एस डॉलर की अस्वीकृत लागत की वसूली की जाए।

पेट्रोलियम ऑपरेशनों के लिए अनुमोदन

- अक्टूबर 2013 में अनुच्छेद 3.11 के अंतर्गत परित्याग आदेश जारी करने से पहले प्रथम एवं द्वितीय अन्वेषण चरण के अंत में अनुच्छेद 4.1 एवम् 4.2 की शर्तों के अनुसार एम.ओ.पी.एन.जी. ने संपूर्ण अनुबंध क्षेत्र की खोज क्षेत्र के रूप में निर्धारण की समीक्षा नहीं की।

- एम.ओ.पी.एन.जी./डी.जी.एच ने यह आग्रह नहीं किया कि कॉन्ट्रेक्टर जुलाई 2009 तक 'खोज क्षेत्र' में मूल्यांकन गतिविधियां जारी रखेगा। लेखापरीक्षा की राय है कि खोज क्षेत्र में आगे की अन्वेषण गतिविधियां (जिसमें 427.03 मिलियन यू.एस. डॉलर के व्यय से खोदे गए आठ अन्वेषण कुँए और इन अन्वेषण कुँओं के परिणामस्वरूप खोजे गए छः मूल्यांकन कुँए सम्मिलित हैं।) ब्लॉक में की गई वाणिज्यिक खोजों के राजस्व के जोखिम पर अनुपयुक्त तरीके से चलाई गई।

(पैरा 2.5.1)

सामान्यतः लागत वसूली के लिए 427.03 मिलियन यू.एस. डॉलर की सम्पूर्ण राशि को अस्वीकृत किया जाना आवश्यक होगा क्योंकि ये गतिविधियां पी.एस.सी शर्तों के अनुरुप नहीं थी। फिर भी, व्यवहारिक दृष्टिकोण से तथ्य यह विचार में रखना होगा कि अन्वेषण के परिणामस्वरूप वाणिज्यिक खोजें प्राप्त हुई हैं यथा डी–34 जिसके लिए विकास योजना का अनुमोदन पहले ही हो चुका है। तीन अन्य मामलों में यथा डी 29, डी 30 तथा डी 31 की खोजों के संबंध में वाणिज्यिकता का पुनरीक्षण पूर्ण होने वाला है। इस अवस्था में, राष्ट्रहित तथा ऊर्जा सुरक्षा को ध्यान में रखते हुए, लेखापरीक्षा की अनुशंसा है कि एम.ओ.पी.एन.जी. को उपर्युक्त कुँओं में से केवल उन्हीं की अन्वेषण लागत का हिस्सा स्वीकार करना चाहिए जिनके परिणामस्वरूप वाणिज्यिक खोज हुई है। तथा बचे हुए कुँओं पर ऑपरेटर द्वारा पहले ही प्रभावित 118.99 मिलियन यू.एस. डॉलर की लागत वसूली को अस्वीकृत करना चाहिए। डी29, डी 30 तथा डी 31 खोजों के संदर्भ में कुँओं की लागत, क्योंकि डी.ओ.सी के संदर्भ में मामला एम.ओ.पी.एन.जी. में विचाराधीन है, यदि अनुवर्ती रूप में वाणिज्यिक रूप से व्यवहार्य नहीं पाये जाते है तो इनको अस्वीकृत करने पर विचार किया जाये।

- पी.एस.सी. की शर्तों के अनुसार, तीन खोजों यथा डी29 डी30 तथ डी31 के संदर्भ में डी.ओ.सी. का पुनरीक्षण अगस्त 2010 तक एम सी द्वारा पूरा किया जाना था। परन्तु, पर्याप्त उत्पादन परीक्षण डाटा की कमी के कारण डी.ओ.सी. के प्रस्ताव को डी.जी.एच. ने अस्वीकृत कर दिया। तथापि डी.जी.एच. की प्रतिकूल तकनीकी सलाह के बावजूद, मामले को डी.जी.एच द्वारा अस्वीकृत किये जाने की तिथि से लगभग तीन वर्ष बाद पुनः खोला गया जो अभी तक पूरा नहीं हुआ है।

(पैरा 2.5.2)

लेखापरीक्षा अनुशंसा करती है कि एम.ओ.पी.एन.जी. खोजों की वाणिज्यिकता के मूल्यांकन के लिये सतत एवं समरूप मापदण्डों का विकास करे।

- प्राप्ति योग्य अनुमानित गैस भण्डारों की मात्रा में भारी परिवर्तन एवं मात्रा की अनिश्चितता के कारण, डी.जी.एच. द्वारा आकलित गैस की स्वीकार्यता, विचार तथा परीक्षण की प्रक्रिया पर प्रश्न उठता है।

(पैरा 2.6.2)

- अनुमोदित ए.आई.डी.पी. के चरण-I के अंतर्गत ऑपरेटर को 22 कुँओं को खोदना, जोड़ना एवं प्रवाह में रखना आवश्यक था। परंतु, ऑपरेटर ने केवल 18 कुँओं को खोदा, पूर्ण किया एवं जोड़ा। अगस्त 2010 में गैस उत्पादन कम होना प्रारम्भ हो गया। 2010–11 में अनुमोदित उत्पादन रूपरेखा का 90 प्रतिशत उत्पादन स्तर प्राप्त हुआ, यह आँकड़ा 2011–12 में 57 प्रतिशत तथा 2012–13 में 26 प्रतिशत तक घट गया। उत्पादक कुँओं की संख्या जिनको खोदा और जोड़ा जाना था के आधार पर अनुमोदित ए.आई.डी.पी का ऑपरेटर अनुसरण नहीं कर सका।

(पैरा 2.6.6)

- 80 एम.एम.एस.सी.एम.डी गैस के उत्पादन करने के लिए ऑपरेटर ने सुविधाएं स्थापित की। एम.सी में अनुमोदित 5.20 बिलियन यू.एस डॉलर की लागत के विपरीत डी 1–डी 3 गैस क्षेत्र के विकास पर मार्च 2012 तक ऑपरेटर द्वारा 5.76 बिलियन यू.एस. डॉलर खर्च किया गया। गैस उत्पादन में कमी तथा ए.आई.डी.पी. में अनुमोदन के अनुसार कुँओं को न खोदने के कारण ऑपरेटर द्वारा स्थापित सुविधाओं का कम उपयोग हुआ/उपयोग नहीं हो सका।

(पैरा 2.6.4 और 2.6.5)

लेखापरीक्षा अनुशंसा करती है कि एम.ओ.पी.एन.जी. कॉन्ट्रेक्टर और डी.जी.एच. के भण्डार आँकलन करने के भिन्न दृष्टिकोण को सुलझाने में तत्काल कदम उठाये तथा उत्पादन बढ़ाने के लिए उपयुक्त कार्यवाही करे।

- डी.जी.एच. ने चार सैटेलाइट खोजों के लिये आप्टीमाइज़्ड फील्ड डेवलपमेंट प्लॉन अनुमोदित किया। प्रारम्भ में, ओ.एफ.डी.पी तकनीकी आर्थिक रूप से व्यवहार्य नहीं थी; तथापि, इसे परिवर्तित अनुमानों तथा विभिन्न उपायों के द्वारा सीमान्त रूप से व्यवहार्य बनाया गया उदाहरण, खर्च के रूप में रॉयल्टी का वर्ज़न, कैपेक्स में परिवर्तन आदि।

(पैरा 2.6.6)

लेखापरीक्षा अनुशंसा करती है कि एम.ओ.पी.एन.जी. ओ.एफ.डी.पी. के तकनीकी आर्थिक विश्लेषण करने के लिये मानदण्ड/कसौटी निर्धारित करने पर विचार करे।

व्यय संबंधित मुद्दे

- अपतटीय सुविधाओं की अभियांत्रिकी, प्राप्ति, प्रतिस्थापन तथा निर्माण (एपिक) अनुबंध को मैसर्स आलसीस मैरीन कॉन्ट्रेक्टर्स (ए.एम.सी.) को क्रमशः 699.09 मिलियन यूरो तथा 64.99 मिलियन यूरो के एकमुश्त एवं अंतरिम मूल्य पर प्रदान किया गया। ऑपरेटर, ए.एम.सी. तथा इसके उप कॉन्ट्रेक्टर से संबंधित विभिन्न कारणों से, ए.एम.सी. लक्ष्य को प्राप्त नहीं कर सका। कार्य को जल्दी पूरा करने के लिये ऑपरेटर द्वारा ए.एम.सी. को लगभग 200 मिलियन यूरो की छूट दी गयी जोकि लागत वसूली के लिये अनुमन्य नहीं थी क्योंकि छूट अनुबंध शुल्क में परिवर्तन' से संबंधित शर्त को शामिल करते हुए एपिक अनुबंध के अनुसार नहीं थी; तथा पी.एस.सी. के लेखा प्रक्रिया के परिशिष्ट सी के खण्ड 3.2 (ix) का उल्लंघन थी जिसके अनुसार अनुबंधीय बाध्यता को पूरा न करने के संदर्भ में अदा की गई राशि वसूली योग्य एवं स्वीकार्य नहीं है।

(पैरा 2.7.1.1)

- अनुबंध की हस्ताक्षर तिथि से चार महीने के अंदर ऑपरेटर ने 17.36 मिलियन यू.एस. डॉलर की एकमुश्त क्षतिपूर्ति में एफ.पी.एस.ओ विक्रेता से एफ.पी.एस.ओ. के ड्राई डाकिंग जीवन को दस से पंद्रह वर्ष तक बढ़ाने के लिये अनुरोध किया। चूँकि एफ.पी.एस.ओ. केवल 10 वर्षों के लिये अधिकृत था ड्राई डाकिंग को पंद्रह वर्षों तक बढ़ाना न्यायोचित नही है तथा 17.36 मिलियन यू.एस. डॉलर की लागत वसूली को अस्वीकृत किया जाये।

- एफ.पी.एस.ओ विक्रेता द्वारा इसकी अनुबंधीय बाध्यताओं को पूरा नहीं करने के बावजूद ऑपरेटर ने बिना दण्ड लगाये तेल (डी.एफ.पी.ओ) की प्रथम उत्पादन तिथि को पुनःनिर्धारित कर दिया। इसके अतिरिक्त, यद्यपि अनुबंध में ऐसी कोई शर्त नहीं थी जो विक्रेता को शीघ्र वितरण के लिये प्रोत्साहन या क्षतिपूर्ति का हकदार बनाती, ऑपरेटर ने विक्रेता को विक्रेता के बनाये गये दल को शीघ्र गतिशील करने तथा टापसाइड माड्यूल की वितरण जल्दी करने के लिये 45 मिलियन यू.एस. डॉलर की क्षतिपूर्ति अदा की, जिसे अस्वीकृत कर दिया जाये।

- एफ.पी.एस.ओ को दस वर्ष के लिये लीज़ पर दिया गया। फिर भी, ऑपरेटर ने रहने योग्य विद्यमान क्वार्टर्स को ठीक करवाया और बाद की तिथि में एफ.पी.एस.ओ को खरीदने के उद्देश्य से अतिरिक्त रहने योग्य क्वार्टरों को 15 मिलियन डॉलर के खर्च पर प्रतिस्थापित किया। लेखापरीक्षा अनुशंसा करती है कि 15 मिलियन यू.एस. डॉलर की लागत वसूली की अस्वीकृत किया जाये।

(पैरा 2.7.1.2.1, 2.7.1.2.2 और 2.7.1.2.3)

- आनशोर टर्मिनल (ओ.टी) निर्माण अनुबंध के अनुसार यदि आर.आई.एल द्वारा प्रदान किये गये संयंत्र और उपकरण (पी एण्ड ई) को विक्रेता गतिशील बनाने में असमर्थ होगा तो विक्रेता को पी एण्ड ई पर क्षतिपूर्ति अदा नहीं होगी। यद्यपि, क्रेन के लिये क्षतिपूर्ति शुल्क के रूप में विक्रेता को 22.7 मिलियन आई.एन.आर की राशि की गई जो आर.आई.एल द्वारा किराये पर ली गयी थी तथा अनुबंध में संशोधन द्वारा इन क्रेनों को हटा दिया।

(पैरा 2.7.2.1)

- ओटी के निर्माण से संबंधित चार कास्ट प्लस अनुबंध आर.आई.एल द्वारा प्रदान किए गए सामान्यतः, विक्रेताओं को केवल उनके द्वारा अदा की गई लागत पर क्षतिपूर्ति का भुगतान किया

गया। यद्यपि, यह अनुबंध विक्रेता को उन सामग्रियों पर चिन्हित मूल्य का भुगतान प्रतिशत में करने का प्रबंध करता है जोकि आर.आई.एल द्वारा कुछ वर्गों के मुफ्त जारी किये गये पदार्थ थे जैसे सीमेंट, स्टील इत्यादि। आर.आई.एल ने 1110.90 मिलियन आई.एन.आर ऐसी क्षतिपूर्ति के भुगतान के लिये खर्च के रूप में अदा किये।

(पैरा 2.7.2.2)

- ब्लॉक से कमाये गये राजस्व में से कर्मचारियों को 12.48 मिलियन यू.एस. डॉलर का प्रारम्भिक एवं उत्पादन बोनस दिया गया। चूँकि प्रारम्भिक एवं उत्पादन बोनस एक बार का एवं तदर्थ प्रकृति का होता है, लेखापरीक्षा के विचार में गैस के बिक्री से कमाये गये राजस्व से बोनसों का भुगतान नहीं किया जाना चाहिए।

(पैरा 2.7.4)

- पर्याप्त भेदन संभावनाओं के बावजूद तथा विक्रेताओं से प्राप्त उपकरणों की आपूर्ति के लिये कमजोर अनुक्रिया को ध्यान में रखते हुए जो गहरे पानी के भेदन उपकरणों की कमी के निर्दिष्ट करता है, ऑपरेटर ने भेदन उपकरणों को लम्बे समय तक किराये पर लेने के विकल्प तथा लम्बे समय तक किराये के स्थिर दर का लाभ प्राप्त करने के लिए इस पर बुद्धिमानीपूर्वक विचार नहीं किया। इसके परिणामस्वरूप मैसर्स ट्रांसओशन आफशोर इण्टरनेशनल वेंचर लिमिटेड से गहरे पानी भेदन शिप "डीपवाटर फ्रन्टियर" को टुकड़ों में किराये पर लेने से लगभग 88.77 मिलियन यू एस डॉलर का अतिरिक्त खर्च हुआ।

(पैरा 2.7.5.1)

- कुँओं के बीच लटकते ब्लो आउट प्रिवेंटर (बी.ओ.पी.) के साथ उपकरण संचालन के दौरान समय बचाने के लिये ऑपरेटर ने बोनस प्रदान किया। अनुबंध उपबन्ध के अनुसार, कोई बोनस भुगतान कुँए को पूरा करने के लिये सभी परिचालन गतिविधियों के कुल समय बचत के लिये दिया जायेगा न कि एकल गतिविधि के लिये। इसलिये लटकते बी.ओ.पी. के साथ उपकरण संचालन के लिये बोनस भुगतान न्यायोचित नहीं था तथा इसके परिणामस्वरूप 2.83 मिलियन यू.एस. डॉलर का अतिरिक्त खर्च हुआ।

(पैरा 2.7.6.1)

- ऑपरेटर ने मैसर्स एकर कॉन्ट्रैक्टिंग एफ.पी.ए.एस, नार्वे (ए.सी.एफ.पी) को 13.37 मिलियन यू.एस. डॉलर का अपटाईम बोनस दिया, जिससे वेंडर को अतिरिक्त लाभ हुआ जैसाकि सामान्यतः बोनस भुगतान, अतिरिक्त भुगतान होते है जिन्हें पारितोषिक या प्रोत्साहन के रूप में समय से पहले पूरे किये गये कार्यों या उत्पादन स्तर में वृद्धि के लिए दिया जाता है न कि उनके अनुबंधीय दायित्वों के निष्पादन के लिए दिया जाता है। इस मामले में, ए.सी.एफ.पी. चार्टर अवधि में एफ.पी.एस.ओ. को उपलब्ध करने हेतु अनुबंधीय बाध्य था।

(पैरा 2.7.6.2)

राजस्व मुद्दे

- एम.ए तेलक्षेत्र से क्रूड के लिए प्राइसिंग प्रक्रिया को एम.ओ.पी.एन.जी. द्वारा अंतिम रूप और अनुमोदित नहीं किया गया है। एम.ओ.पी.एन.जी. द्वारा बिक्री (सी.ओ.एस.ए के अधीन) को अनंतिम माना जा रहा है। हालाँकि, ऑपरेटर बिक्री को पक्का और अंतिम मान रहा है। मार्कर को अभी तक निर्धारित नहीं किया गया है इससे कीमतों में संदिग्धता की गुंजाइश रहती है।

(पैरा 2.8.2.)

- संघनित की बिक्री और मूल्य अब तक सरकार द्वारा अनुमोदित नहीं की गई है। यह डेटेड ब्रेंट से नीचे छूट पर बेची जा रही है। समयावधि जुलाई 2010 से मार्च 2012 के दौरान डेटिड ब्रेंट का बिक्री मूल्य और केजी–डीडब्ल्यूएन–98/3 संघनित में 33.93 मिलियन यू.एस. डॉलर का अंतर था।

(पैरा 2.8.3.2)

कच्चे तेल और संघनित की कीमत एवं बिक्री से संबंधित पी एस सी के प्रावधानों का अनुपालन किया जाये और कच्चे तेल और संघनित की कीमत और बिक्री पर शीघ्र निर्णय लिया जाये।

- प्रचालक गैस मूल्य प्रभार 4.340 यू.एस. डॉलर एम.एम.बी.टी.यू के रेट जिसमें 0.135 यू.एस. डॉलर/एम.एम.बी.टी.यू की विपणन लाभ को अपने उपभोक्ता से लेना भी शामिल है। लागत पेट्रोलियम, लाभ पेट्रोलियम तथा रॉयल्टी के प्रयोजन से विपणन लाभ को राजस्व नहीं माना जाता फिर भी ठेकेदार ने इस आधार पर 261.33 मिलियन यू.एस. डॉलर की राशि वर्ष 2009–10 से 2012–13 तक एकत्र की।

(पैरा 2.8.3.1)

लेखांकन मामले

- ऑपरेटर द्वारा पैरेंट कंपनी ओवरहेड (पी.सी.ओ.) प्रभार अपनी लागत वसूली के लिए पी.एस.सी की गणना प्रक्रिया की धारा 2.6.2 के अंतर्गत वर्ष 2007–08 के लिए किया जिसे एम.सी द्वारा वर्ष 2008–09 के लिए खाते में शामिल करने के लिए इस आधार पर अस्वीकार कर दिया गया कि ऑपरेटर (आर.आई.एल) की कोई पैरेंट कंपनी नहीं है। यद्यपि कॉन्ट्रेक्टर ने इन खर्चों का पुनः वर्गीकृत कर 101.41 मिलियन यू.एस. डॉलर (2011–12 तक) व्यय का दावा कॉरपोरेट कार्यालय सहायक (सी.ओ.एस) के अंतर्गत किया। इस प्रकार के व्यय को दस्तावेजी प्रमाण के अभाव में लेखापरीक्षा द्वारा प्रमाणित नहीं किया जा सकता और जो केवल आर.आई.एल द्वारा नियुक्त किये गये कंपनी लेखापरीक्षक के प्रमाण पत्र पर निर्भर हो या एम.सी द्वारा नियुक्त जे.वी के लेखापरीक्षक द्वारा दिये गये प्रमाण पत्र पर जो खुद ही कंपनी लेखापरीक्षक द्वारा दिये प्रमाण पत्र पर निर्भर था।

(पैरा 2.9.2)

- क्रूड तथा कंडेनसेट का अंतिम स्टॉक जेवी के पुस्तकों में लेखांकित नहीं किया गया था। परिणामतः वर्ष 2008–09 से 2012–13 तक की अवधि का 12.80 मिलियन यू.एस.डॉलर की लागत वसूली का अंतिम स्टॉक मूल्य का संयोजन नहीं किया गया था तथा वर्ष 2008–09 से 2012–13 तक अंतिम स्टॉक की पी.पी का यू एस डॉलर 0.14 मिलियन कम जमा हुआ था।

(पैरा 2.9.6)

लेखापरीक्षा व्यय से संबंधित मामलों,[1] राजस्व मामलों[2] तथा लेखांकन मामलों[3] जैसाकि रिपोर्ट में दिए गए है के संदर्भ में अनुशंसा करती है कि एम.ओ.पी.एन.जी. पी.एस.सी की लेखांकन प्रक्रिया के अनुच्छेद 1.9 के अंतर्गत लेखापरीक्षा अपवाद जारी करने पर विचार कर सकता है।

---

[1] *पैरा संख्या 2.7.1.1, 2.7.1.2, 2.7.2.1, 2.7.2.2, 2.7.3, 2.7.4, 2.7.5.2, 2.7.6.1, 2.7.6.2 and 2.7.7.1*

[2] *पैरा संख्या 2.8.3.1*

[3] *पैरा संख्या 2.9.2, 2.9.5, 2.9.6*

2.2 पन्ना मुक्ता एवं मध्य एवं दक्षिण ताप्ती फील्ड (संयुक्त परिचालकः बी.जी.ई.पी. आई.एल, आर.आई.एल एवं ओ.एन.जी.सी)

पन्ना मुक्ता और मध्य एवं दक्षिण ताप्ती फील्ड ऑफशोर बॉम्बे बेसिन में ऑफशोर छिछला जल फील्ड है, जो प्रारंभ में ओ.एन.जी.सी द्वारा खोजा एवं परिचालित किया गया था। उसके पश्चात, उन्हें ओ.एन. जी. सी के साथ एक जे.वी समझौते के अंतर्गत निजी दलों के एक संघ को प्रदान (1994) किया गया था ।

मध्यस्थता से संबंधित मामले

साझेदारों, आर.आई.एल. एवं बी.जी.ई.पी आई.एल, ने जी.ओ.आई को पी.एस.सी के अंतर्गत मध्यस्थता नोटिस (दिसम्बर 2010) दी। आर.आई.एल. एवं बी.जी.ई.पी.आई.एल द्वारा उठाये गये दावे i) पन्ना मुक्ता और ताप्ती पी.एस.सी. के अंतर्गत लागत वसूली प्रावधानों ii) आई एम की गणना, iii) पी.एम.टी, पी.एस. सी के अंतर्गत देय रॉयल्टी की रकम iv) जी.ओ.आई को कॉन्ट्रेक्टर द्वारा देय शुल्क की रकम, v) पी. एस.सी के अंतर्गत सेवा कर की रकम, एवं vi) लेखांकन एवं लेखापरीक्षा प्रावधानों का अर्थ एवं प्रभाव से संबंधित है।

जी.ओ.आई ने भी आयकर अधिनियम के अनुच्छेद 42 के अंतर्गत उपलब्ध कम किया गया व्यय भत्ता, बढ़ायी गई बिक्री का लेखांकन, लागत वसूली सीमा (सी.आर.एल.) के आधिक्य में विकास लागत का लेखांकन, विक्रय का कम लेखांकन, बिक्री राजस्व, विपणन लाभ, आयकर दर, परिशिष्ट–जी के अनुसार प्रतिबद्ध कार्य योजना की अपूर्णता, सी.आर.एल से अधिक लागत वसूली से संबंधित प्रति–दावा किया।

ट्रिब्युनल के द्वारा दिये गये फैसले का विरोध जी.ओ.आई द्वारा या पी.एम.टी जे.वी साझेदारों (बी.जी.ई.पी. आई.एल एवं आर.आई.एल) द्वारा किया गया। जुलाई 2014 को सभी उपर्युक्त मामले न्यायालय में विचाराधिन हैं।

(पैरा 3.3.4, 3.3.5 एवं 3.3.6)

वसूली की जाने वाली लागत एवं लागत वसूली

- पी एस सी प्रावधान के अनुसार आवश्यक वास्तविक खपत के बदले पी.एम.टी जे.वी ने खरीद के समय उत्पादन इन्वेंटरी को पेट्रोलियम परिचालन के खर्चे में लिख दिया। 31 मार्च 2012 को पी.एम.टी जे.वी के पास 26.15 मिलियन यू.एस. डॉलर की' उत्पादन इन्वेन्टरी थी, जिसे खपत नहीं होने के बावजूद लागत वसूली में दिखाया गया था। पेट्रोलियम परिचालनों के लिए उनके वास्तविक उपयोग के बिना उत्पादन इन्वेंटरी की लागत वसूली ने जी.ओ.आई के पी.पी के हिस्से पर विपरीत प्रभाव डाला।

(पैरा 3.6.1.3)

> ***लेखापरीक्षा अनुशंसा करता है कि पी.एम.टी जे.वी सुनिश्चित करें कि उत्पादन इन्वेन्टरी को लेखाओं में तभी दिखाया जाये जब ये सामग्री इन्वेन्टरी से उठा लिया जाए और पेट्रोलियम परिचालन जैसा कि पी एस सी में प्रावधान किया गया हो में उपयोग कर लिया गया हो।***

- दो क्षेत्रों में कितनी बार कुँए ड्रील किए गए उसको ध्यान में रखे बिना जे वी रिग मोबलाइजेशन चार्ज प्रथम कुँआ एवं डिमोबलाइजेशन चार्ज अंतिम कुँआ की लागत के रूप में बुक किया जा रहा है। चूँकि दो क्षेत्रों के जी.ओ.आई के लाभ पेट्रोलियम अलग–अलग स्लैब पर हैं, रिग मॉब/डीमॉब चार्ज के अनुचित आबंटन सरकार की आय को प्रभावित कर सकता है। भारत में

मुख्य ई एवं पी ऑपरेटर जैसे कि ओ.एन.जी.सी एवं आर.आई.एल (केजी–डी डब्ल्यू एन–98/3 ब्लॉक), कुँए में उपयोग किए गये दिनों की वास्तविक संख्या एवं ड्रील किए गए कुँए की संख्या के आधार पर क्रमशः रिग मोबलाइजेशन एवं डिमोबलाइजेशन चार्ज आवंटित करते हैं। चूँकि अलग–अलग ऑपरेटर अलग अलग प्रणाली अपनाते हैं, सरकार के हित की रक्षा करने के लिए एम.ओ.पी.एन.जी./डी.जी.एच को साझा स्वीकार्य प्रणाली के विषय पर निर्णय लेना चाहिए।

(पैरा 3.6.1.1)

- पी.एम.टी जे.वी ने 50:50 के आधार पर साझा कार्मिक व्यय आवंटित किया था जबकि ये व्यय पन्ना मुक्ता एवं ताप्ती अनुबंध क्षेत्र के लिए अलग–अलग चिन्हित थे। चूँकि इन दोनों अनुबंधों के लिए लाभ पेट्रोलियम प्रतिशत अलग–अलग थे, इस एक समान आवंटन ने जी ओ आई के पेट्रोलियम लाभ को प्रभावित किया।

(पैरा 3.6.1.2)

लेखापरीक्षा सिफारिश करता है कि साझा व्यय को पन्ना–मुक्ता एवं ताप्ति क्षेत्र के बीच संतुलित आधार पर उचित रूप से आवंटित किया जाना चाहिए अर्थात्, खास अनुबंध क्षेत्र से संबंधित वास्तविक व्यय या प्राथमिक कार्यवृति पर व्यय के अनुपात में।

- पी.एस.सी के अनुसार, जहाँ तक संभव हो अतिरेक स्टॉक के संचयन से बचना चाहिए। इन्वेन्टरी में रखी गई सामग्री एवं यंत्र की लेखों में तभी दिखाना चाहिए जब इस सामग्री को इन्वेन्टरी से हटा लिए जाए और पेट्रोलियम परिचालनों के लिए उपयोग कर लिया जाए। फरवरी 2009 तक पी.एम.टी जे.वी ने स्पेयरेबल किए जाने योग्य ड्रिलींग इन्वेंटरी की पर खर्च किए गये 549843 यू.एस. डॉलर की इन्वेन्टरी की वसूली की जिसने जी.ओ.आई के पी.पी को 90178 यू.एस. डॉलर का प्रभाव डाला।

(पैरा 3.6.1.4)

- हेलीडेक और ट्रस, जिसकी लागत की वसूली की गई, पी.एम.टी जे.वी द्वारा डेक से हटाये जाने के दिन से लगभग पूरे सात वर्ष तक उपयोग नही किया गया तथा अभी भी निपटान किया जाना है। हेलीडेक एवं ट्रस के लिए कुल भण्डारण लागत 0.814 मिलियन यू.एस. डॉलर थी (फरवरी 2009 से जनवरी 2014)।

(पैरा 3.6.1.5)

अनुबंध पद्धति एवं अनुबंध के कार्यान्वयन में कमियाँ

- पी एम टी जे वी ने अपने जे.वी पार्टनर (मैसर्स रिलायन्स इन्डस्ट्रीज लिमिटेड) से ऊँच्च दर पर असाइनमेंट के आधार पर रिग किराए पर लिया जिसके परिणामस्वरूप 6.49 मिलियन यू.एस. डॉलर का अतिरिक्त व्यय हुआ जिससे जी ओ आई–पी पी पर 1.00 मिलियन यू.एस. डॉलर (लगभग) का प्रभाव पड़ा।
- पी.एम.टी जे.वी दो मामलों में संयुक्त परिचालन समझौता में दिये गये अनुबंध प्रणाली को पालन किए बिना नामांकन के आधार पर अनुमानित लागत के तुलना में उच्च दर पर संविदा दिया। चूँकि कोई मूल्य खोज नहीं थी, अनुबंध मूल्य की तर्कसंगतता को लेखापरीक्षा में सुनिश्चिय नहीं किया जा सका।

(पैरा 3.6.2.1 और 3.6.2.2)

पेट्रोलियम बचत और विक्रय

- एम.ओ.पी.एन.जी. निर्देशों के उल्लंघन में ओ एन जी सी ने पी एस सी में निर्दिष्ट मूल्य से कम मूल्य पर अपने गैस के शेयर निजी पार्टी (मैसर्स टोरेंट पावर लिमिटेड) को बेचे जिस कारण राजस्व की हानि हुई। ओ.एन.जी.सी ने उत्पादन में कमी के अनुपात में गैस के विक्रय को कम नहीं किया जिस कारण भी राजस्व की हानि हुई। ओ.एन.जी.सी को कुल राजस्व हानि यू एस डॉलर 19.62 मिलियन और जी.ओ.आई. को हानि यू.एस डॉलर 9.92 मिलियन थी।

(पैरा 3.6.3.2)

- पेट्रोलियम प्रचालन (पूर्व वैल हैड और पश्चात वैल हैड क्रियाकलापें) की वैल हैड कीमत की गणना के लिए पी.एम.टी जे.वी ने सभी सुविधाओं पर विचार नहीं किया जिस कारण जी ओ आई को देय रॉयल्टी पर यू एस 0.47 मिलियन का प्रभाव पड़ा। सी.ए.पी.ई.एक्स के परिशोधन के लिए और जी.ओ.आई को देय अतिरिक्त रॉयल्टी देने के लिए अपग्रेड किए गए रिज़र्व (1997 से अगस्त 2007) पर विचार नहीं किया गया था।

(पैरा 3.6.3.7 और 3.6.3.8)

पेट्रोलियम प्रचालन

- पी एम टी जे वी ने दक्षिण पश्चिम पन्ना परियोजना नए भूकम्पी डाटा का इंतजार किए बिना शुरू की जिस कारण परियोजना बाद में त्यागनी पड़ी जिस कारण यू.एस डॉलर 35.76 मिलियन का निष्फल व्यय हुआ।
- पन्ना क्षेत्र में जल इंजेक्शन के कार्यान्वयन में देरी के परिणामस्वरूप उत्पादन में कमी आई। 2008–12 के दौरान तेल उत्पादन में 661.86 मिलियन यू एस डॉलर तक की कमी आई।

(पैरा 3.6.4.1 और 3.6.4.2)

अनुपालन और नियंत्रण मुद्दे

- वितरण बिन्दु, भण्डारण प्रभार, डेड भाड़ा, जलयात्रा लागत/हानियां इत्यादि पर रु. 724.18 करोड़ (भण्डारण व्यय) और रु. 63.56 करोड़ (जलयात्रा व्यय) के झगड़े न सुलझने के कारण वर्ष 1994 से पी एम टी जे वी द्वारा आई ओ सी एल के साथ सी ओ एस ए फार्मूलिकृत नहीं हो सकी थी। एम.ओ.पी.एन.जी आई.ओ.सी.एल और पी.एम.टी जे.वी के मध्य के झगड़े के मुद्दों को तेजी से सुलझाकर सी.ओ.एस.ए पर हस्ताक्षर को सुनिश्चित नहीं कर सकी।

(पैरा 3.6.6.1)

लेखापरीक्षा सुझाव देती है कि आई.ओ.सी.एल और पी.एम.टी.जे.वी के मध्य विवादित मुद्दों को जी.ओ.आई सुलझा कर सी ओ एस ए का शीघ्र निष्पादन सुनिश्चित करे और पी एम टी जे वी सुनिश्चित करे कि (i) जी ओ आई को देय रॉयल्टी तय करने से पहले वैलहैड मूल्य निर्धारण करने के लिए पेट्रोलियम प्रचलन पर इस्तेमाल सभी सुविधाओं (पूर्व वैल हैड और पश्चात् वैल हैड क्रियाकलाप) पर विचार किया गया है (ii) सी ए पी ई एक्स के परिशोधन के लिए अपग्रेड किए गए रिज़र्व (1997 से अगस्त 2007) पर विचार करते हुए जी ओ आई की अतिरिक्त रॉयल्टी की गणना भी करे और जमा करे।

2.3 आर जे–ओएन–90/1 ब्लॉक (ऑपरेटर : कैरन एनर्जी)

यह ब्लॉक नेल्प पूर्व राउण्ड के अंतर्गत राजस्थान भूमि पर 1995 में प्रदान किया गया और अब कैरन एनर्जी द्वारा प्रचालित है। ब्लॉक में 25 खोज (तेल : 22 और गैस : 3) है जिनमें से मार्च 2012 को 05 तेल खोजों में उत्पादन जारी है।

अनुपालन मुद्दे

- यद्यपि पी.एस.सी में निहित है कि वितरण बिंदु से आगे परिवहन लागत क्रेता द्वारा वहन की जाएगी। तथापि ऑपरेटर ने क्रूड की निर्धारित वितरण बिंदु (काण्डला) से आगे एम.आर.पी.एल और आर.आई.एल तक शिपिंग पर 8.87 मिलियन यू एस डॉलर का व्यय किया और राजस्व में से समायोजित किया। इस समायोजन के कारण जी ओ आई को 1.77 मिलियन यू एस डॉलर के लाभ पेट्रोलियम का कम भुगतान हुआ।

(पैरा 4.2.4)

आर जे ब्लॉक के परिचालक को पी एस सी प्रावधानों के अनुसार लागत वसूली करनी चाहिए क्योंकि इस संबंध में कोई विचलन जी.ओ.आई को पी.पी के भुगतान को प्रभावित करेगा।

राजस्व मुद्दे

- सरकार ने आर जे क्रूड के लिए एम.आर.पी.एल को (सितम्बर 2005) अपना नामजद नियुक्त किया। यद्यपि लगभग 18 महीने की समयावधि के उपरान्त, एम.आर.पी.एल ने आर जे क्रूड के लक्षण (उच्च बहाव बिन्दु और अवशेष के साथ उच्च विस्कोस) और अपनी रिफाइनरी सामर्थ्य बताते हुए क्रूड लेने में अपनी असमर्थता जाहिर की। इससे आर जे ब्लॉक से क्रूड निकास और उत्पादन पर प्रतिकूल प्रभाव पड़ा।

(पैरा 4.3.1)

- आर जे कच्चे तेल को उठाने में असमर्थतता के कारण एम.आर.पी.एल को बारमर से सालाया पाइपलान को बिछाने की आवश्यकता पड़ी जो कि निर्धारित समय जून 2009 की अपेक्षा 10 महीने की देरी से मई 2010 में पूरा हुआ। सालया से भोगट तक पाइपलाइन को आगे बढ़ाना था जिसे 2010 की दूसरी तिमाही तक सम्पूर्ण करना था, जो जून 2014 तक यांत्रिक रूप से पूरा हो सका, जोकि नियत समय से करीब चार वर्ष पीछे था। ऑपरेटर ने राजस्थान और गुजरात में राईट ऑफ यूज़ेज (आर.ओ.यू) को प्राप्त करने में देरी, किसानों की संघीकरण, स्थानीय राजनैतिक आन्दोलनों इत्यादि को सम्पूर्णता पूरा करने में देरी का कारण बताया। इस दौरान पाइपलाइन लागत अनुमोदित लागत यू एस डॉलर 941 मिलियन से बढ़कर यू एस डॉलर 1108 मिलियन हो गई थी।

(पैरा 4.3.2)

- सरकारी रिफाइनरियों (आई.ओ.सी.एल, एम.आर.पी.एल, एच.पी.सी.एल और बी.पी.सी.एल) ने (जुलाई 2005 और अक्टूबर 2008) आर जे कच्चे तेल को उठाने और संसाधित करने में अपनी इच्छा और क्षमता जाहिर की। आर जे कच्चे तेल अपना निर्धारित हिस्सा उठाने से विफल रही जिस कारण ब्लॉक 2009–10 के दौरान कच्चे तेल का नियंत्रित/औसत उत्पादन हुआ और ऑपरेटरों को ब्लॉक से कच्चे तेल उत्पाद का अनआवंटित हिस्सा घरेलू गैर सरकारी

रिफाइनरियों को बाजार में बेचने की स्वतंत्रता प्रदान की (अक्टूबर 2009), जोकि 2009–10 से 2011–12 तक ब्लॉक के कुल उत्पादन का 51.11 से 87.57 प्रतिशत था।

(पैरा 4.3.3)

- दो स्पर लाइनें (बारमर से सालाया पाइपलाइन पर) राघनपुर और विरमगम (अतिरिक्त वितरण स्थान) में आई.ओ.सी.एल की क्रमशः पानीपत और कोयली रिफाइनरी को आर जे कच्चे तेल के वितरण को सुगम बनाने के लिए (लागतः यू.एस. डॉलर 58.84 मिलियन) आई ओ सी एल आर जे कच्चे तेल की आवंटित मात्रा को उठाने में विफल होने के कारण अधिकांशतः अनुपयोगी रही।

(पैरा 4.3.4)