सत्यमेव जयते

भारत के नियंत्रक–महालेखापरीक्षक का प्रतिवेदन

हाइड्रोकार्बन उत्पादन सहभागिता अनुबन्ध





संघ सरकार

पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस मंत्रालय

2014 की प्रतिवेदन संख्या–24

भारत के नियंत्रक–महालेखापरीक्षक

का प्रतिवेदन

हाइड्रोकार्बन उत्पादन सहभागिता अनुबन्ध

संघ सरकार
पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस मंत्रालय
2014 की प्रतिवेदन संख्या–24

विषय सूची

अध्याय	विवरण	पृष्ठ सं.
	प्राक्कथन	*i*
	कार्यकारी सार	*iii*
अध्याय 1	**हाइड्रोकार्बन उत्पादन सहभागिता अनुबन्ध – एक परिचय**	1
1.1	भूमिका	1
1.2	लेखापरीक्षा की पृष्ठभूमि	5
1.3	लेखापरीक्षा उद्देश्य	5
1.4	लेखापरीक्षा कार्यक्षेत्र एवं पद्धति	6
1.5	लेखापरीक्षा मापदंड	7
1.6	ऑपरेटरों के दस्तावेज प्राप्त करने में कठिनाइयाँ	8
1.7	ड्राफ्ट लेखापरीक्षा प्रतिवेदन का उत्तर एवं समापन सम्मेलन	9
अध्याय 2	**के.जी. – डी.डब्ल्यू.एन.–98/3 ब्लॉक सम्बन्धी जाँच परिणाम**	11
2.1	पृष्ठभूमि	11
2.2	प्रतिचयन पद्धति	14
2.3	लेखापरीक्षा की कठिनाइयाँ	15
2.4	नियामक और नियंत्रण मुद्दे	21
2.5	पेट्रोलियम संचालन के अनुमोदन से संबंधित मामले	26
2.6	डी–1–डी–3 गैस क्षेत्रों में उत्पादन	39
2.7	व्यय संबंधी मामले	56
2.8	राजस्व मामले	88
2.9	लेखा निर्धारण मुद्दे	97
2.10	अनुवीक्षण एवं रिपोर्ट संबंधी विषय	110
2.11	उपसंहार	115

अध्याय 3	**पन्ना–मुक्ता एवं मध्य और दक्षिण–ताप्ती क्षेत्र के सम्बन्ध में लेखापरीक्षा निष्कर्ष**	**117**
3.1	विहंगावलोकन	117
3.2	पन्ना–मुक्ता एवं मध्य–दक्षिण ताप्ती अनुबन्ध क्षेत्र में जे वी प्रचालन	117
3.3	पी. एस. सी. के तहत प्रतिबद्ध कार्यकर्म क्रियान्वयन तथा लागत वसूली सीमा	120
3.4	इस अध्याय में निष्कर्षों का प्रस्तुतीकरण	122
3.5	प्रतिदर्श क्रियाविधि	122
3.6	लेखापरीक्षा निष्कर्ष	123
3.7	निष्कर्ष	159
अध्याय 4	**आर.जे–ओ.एन–90/1 ब्लॉक से सम्बन्धित लेखापरीक्षा खोजें**	161
4.1	विहंगावलोकन	161
4.2	अनुपालन मुद्दे	163
4.3	राजस्व मामले	167
4.4	प्राप्ति मामले	176
4.5	निष्कर्ष	178
अध्याय 5	**निष्कर्ष एवं अनुशंसाओं का सार**	179
5.1	निष्कर्ष	179
5.2	अनुशंसाओं का सार	180
	परिशिष्ट	**A – 1 to A – 48**
	शब्दावली	**B – 1 to B – 4**
	संक्षिप्ताक्षरों की सूची	**C – 1 to C – 3**

प्राक्कथन

भारत के नियंत्रक एवं महालेखापरीक्षक का यह प्रतिवेदन, संसद के सामने प्रस्तुत करने के लिए, भारत के संविधान के अनुच्छेद 151 के अन्तर्गत भारत के राष्ट्रपति को प्रस्तुत करने हेतु तैयार किया गया है।

प्रतिवेदन में पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस मंत्रालय एवं हाईड्रोकार्बन महानिदेशालय के के जी–डी डब्ल्यू एन–98/3, पन्ना मुक्ता, ताप्ती एवं आर जे ओ एन '90/1 ब्लॉकों से सम्बन्धित 2008–09 से 2011–12 तक चार वर्षो की अवधि की हाईड्रोकार्बन उत्पादन सहभागिता अनुबन्ध की निष्पादन लेखापरीक्षा के परिणामों को शामिल किया है।

इसके अतिरिक्त इन ब्लॉको से सम्बन्धित वित्तीय एवं औचित्य की ऑपरेटर परिसर में की गई लेखापरीक्षा के परिणाम भी इस प्रतिवेदन में शामिल किये गए हैं।

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 खर्चें 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 अनुरूप 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 ब्रैंट से नीचे छूट पर बेची जा रही है। समयावधि जुलाई 2010 से मार्च 2012 के दौरान डेटिड ब्रैंट 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)

अध्याय–1

हाइड्रोकार्बन उत्पादन सहभागिता अनुबंध – एक परिचय

अध्याय 1 – हाइड्रोकार्बन उत्पादन सहभागिता अनुबंध – एक परिचय

1.1 भूमिका

एक विकासशील अर्थव्यवस्था में, भारत में उर्जा की मांग न केवल अत्यधिक है बल्कि इस मांग में वृद्वि के कारण इस क्षेत्र में आत्मनिर्भर होना एक व्यापक नीतिगत लक्ष्य है। हाईड्रोकार्बन रिजर्वस का अन्वेषण और विकास इस लक्ष्य की प्राप्ति का मूल घटक है। परिणामतः वर्ष 1991 में भारत सरकार (जी ओ आई) ने यह निर्णय लिया कि विदेशी एवं घरेलू निजी क्षेत्र कंपनियों को खोजे गये तेल एवं गैस क्षेत्रों और कुछ मामलों में नेशलन ऑयल कंपनियों (एन ओ सी)–आयॅल एंड नेचुरल गैस कारपोरेशन लिमिटेड (ओ एन जी सी) और ऑयल इंडिया लिमिटेड द्वारा आंशिक रूप से विकसित क्षेत्रों के विकास हेतु भागीदारी के लिये आमंत्रित किया जाये। वर्ष 1993 में जी.ओ.आई. ने अन्वेषित ब्लॉकों की बोली पूरे वर्ष करवाने की नीति आरंभ की और चार वर्ष बाद (1997) में जी.ओ.आई. ने नई अन्वेषण लाईसेंसिग नीति (नेल्प) की उद्घोषणा की जिसके अंतर्गत एन ओ सी निजी क्षेत्र कंपनियों के साथ अन्वेषण और उत्पादन (ई एंड पी) लाइसेंस प्राप्त करने की प्रतिस्पर्घा नामांकन आधार पर प्राप्त करने की बजाए बोली लगाने की विधि से कर सकते थे। उत्पादन सहभागिता अनुबंध (पी. एस. सी.) प्रदान करने की स्थिति विभिन्न वित्तीय प्रणालियों के अंतर्गत इस प्रकार है (फरवरी 2014) :

खोजे गये/उत्पादक क्षेत्र चक्र	–	29
पूर्व नेल्प अन्वेषण चक्र	–	28
नेल्प चक्र (I से IX)	–	249

1.1.1 अनुबंध एवं संचालन प्रणाली

पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस मंत्रालय (एम ओ पी एन जी), हाईड्रोकार्बन महानिदेशालय (डी जी एच) और कॉन्ट्रेक्टर/ऑपरेटर, पी. एस. सी. में मुख्य दावेदार है। उनकी भूमिका एवं जिम्मेदारियाँ चित्र–1 में दर्शाये गये हैं।

एम ओ पी एन जी अन्य बातों के साथ साथ पैट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस के अन्वेषण और उत्पादन के लिये जिम्मेदार है जिसमें तेल क्षेत्रों का (विनियमन और विकास) अधिनियम 1948 का प्रबंधन भी शामिल है। एम ओ पी एन जी को डी जी एच की सहायता करता है, जो अप्रैल 1993 में भारतीय पैट्रोलियम और प्राक्रतिक गैस के स्त्रोतों को पर्यावरण, सुरक्षा, तकनीकी और आर्थिक दृष्टिकोणों से पैट्रोलियम गतिविधियों के सही प्रबंधन को बढ़ावा देनें के उद्देश्य से स्थापित किया गया था। पी एस सी की शर्तों के अनुसार कॉन्ट्रेक्टर से पैट्रोलियम संचालन करना अपेक्षित था और उसे सफलतापूर्वक वाणिज्यिक खोज, जिससे उत्पादन शुरू किया जा सके, के पश्चात् लागत और खर्चो की वसूली का हक था।

पी. एस. सी. विशिष्ट क्षेत्रों/ब्लाकों के लिये पैट्रोलियम संचालनो, लागत वसूली, लाभ का विभाजन और अन्य दृष्टिकोणों के जी.ओ.आई. और कॉन्ट्रेक्टरों के मध्य होने वाले अनुबंघात्मक आधारों को मुहैया

करता है। अधिकतर पी. एस. सी. में कई अनुबंधित दल है, जिनका भागीदारी हित[1] (पी आई) में विभिन्न हिस्सेदारी है जिनमें से एक दल को (समान्यतः वह दल जोकि अधिकतम पी आई वाला होता है) ''ऑपरेटर'' नामित किया जाता है। ठेकदार के संघटको को पैट्रोलियम संचालन को लागू करने हेतू अपने आप में ऑपरेटर– अनुबंध[2] में शामिल होना चाहिये, जोकि ऑपरेटर की जिम्मेदारियों को प्रस्तुत करे, ऑपरेटर कमेटी (ओ. सी)[3] का गठन करे जिसमें कम्पनियों के सर्वसम्मत प्रतिनिधि हो, ओ.सी. के कार्यो को निश्चित करे, निर्णय लेने की प्रक्रिया, लागत में हिस्सेदारी आदि को निर्धारित करें।

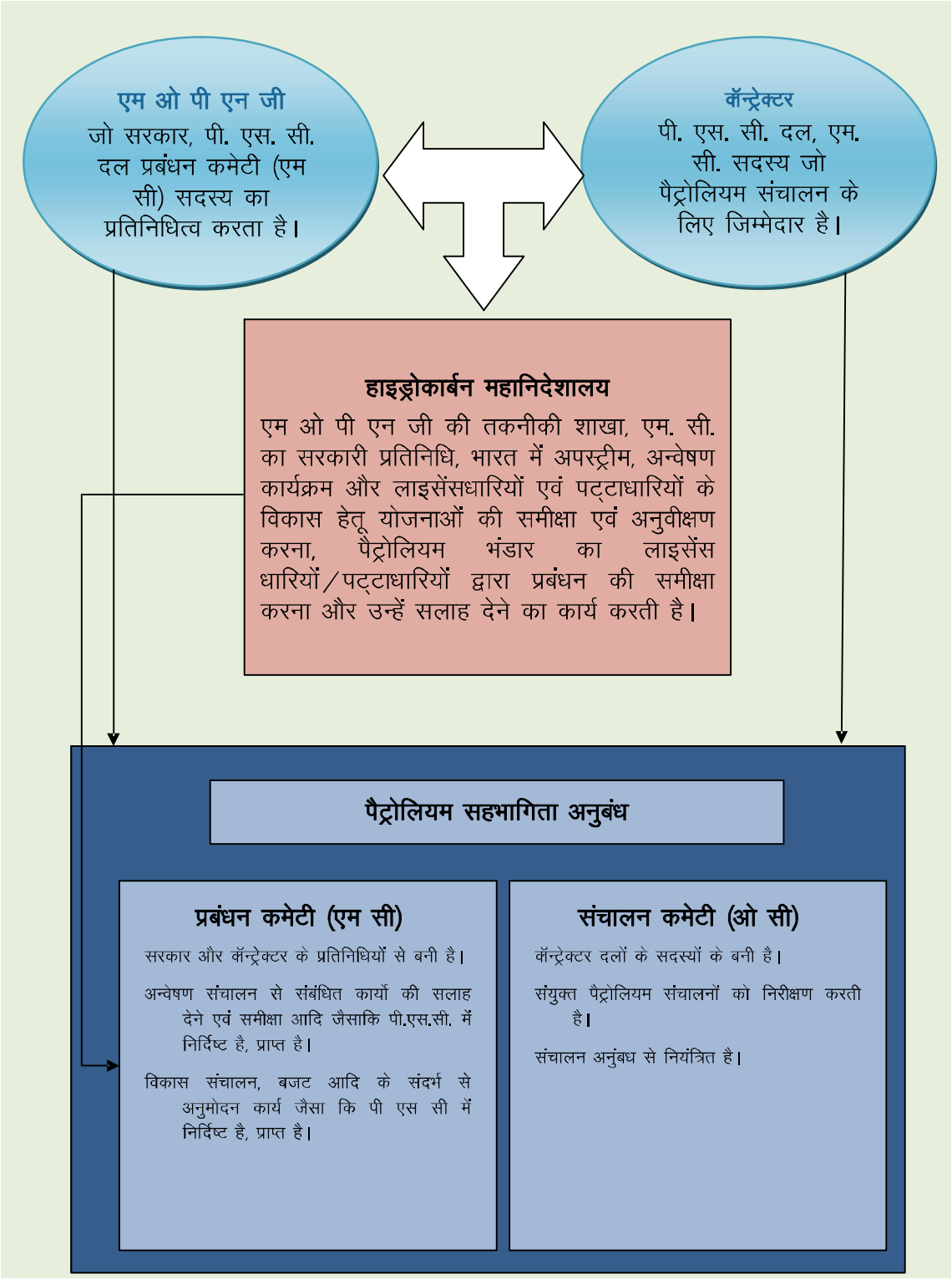
खोजे गये क्षेत्रों, प्री नेल्प अन्वेषित ब्लाकों एवं नेल्प ब्लाकों और यहां तक कि विभिन्न नेल्प चक्रों (मानक पी. एस. सी. सहित जोकि प्रत्येक नेल्प चक्र में रेखांकित किये गये), की पी एस सी की अंश सूची में अत्यधिक अंतर है

---

1 "भागीदारी हित" का अर्थ है प्रत्येक दल जोकि कॉन्ट्रेक्टर का गठन करता है, का अविभाजित हिस्सा जिसे उस दल की भागीदारी की प्रतिशतता को, अनुबंध के अंतर्गत, हक और बाध्यता को व्यक्त करता हो।

2 पन्ना मुक्ता और ताप्ती पी. एस. सी. में इसे "संयुक्त संचालक अनुबंध" (जे ओ ए) कहा गया।

3 पन्ना मुक्ता और ताप्ती पी. एस. सी. में "संचालक बोर्ड" (ओ बी) कहा गया।


एम ओ पी एन जी
जो सरकार, पी. एस. सी. दल प्रबंधन कमेटी (एम सी) सदस्य का प्रतिनिधित्व करता है।
कॉन्ट्रेक्टर
पी. एस. सी. दल, एम. सी. सदस्य जो पैट्रोलियम संचालन के लिए जिम्मेदार है।
हाइड्रोकार्बन महानिदेशालय
एम ओ पी एन जी की तकनीकी शाखा, एम. सी. का सरकारी प्रतिनिधि, भारत में अपस्ट्रीम, अन्वेषण कार्यक्रम और लाइसेंसधारियों एवं पट्टाधारियों के विकास हेतू योजनाओं की समीक्षा एवं अनुवीक्षण करना, पैट्रोलियम भंडार का लाइसेंस धारियों/पट्टाधारियों द्वारा प्रबंधन की समीक्षा करना और उन्हें सलाह देने का कार्य करती है।
पैट्रोलियम सहभागिता अनुबंध
प्रबंधन कमेटी (एम सी)
सरकार और कॉन्ट्रेक्टर के प्रतिनिधियों से बनी है।
अन्वेषण संचालन से संबंधित कार्यों की सलाह देने एवं समीक्षा आदि जैसाकि पी.एस.सी. में निर्दिष्ट है, प्राप्त है।
विकास संचालन, बजट आदि के संदर्भ से अनुमोदन कार्य जैसा कि पी एस सी में निर्दिष्ट है, प्राप्त है।
संचालन कमेटी (ओ सी)
कॉन्ट्रेक्टर दलों के सदस्यों के बनी है।
संयुक्त पैट्रोलियम संचालनों को निरीक्षण करती है।
संचालन अनुबंध से नियंत्रित है।

चित्र 1

1.1.2 वित्तीय मापदंड

पी.एस.सी. की मूल विशिष्टता यह है कि कॉन्ट्रेक्टर प्रतिफल की प्रतिशतता पर बोली लगाते हैं जोकि जी.ओ.आई. हाइड्रोकार्बन ब्लॉक से प्राप्त करती है। कॉन्ट्रेक्टर आंरभिक अन्वेषण को जोखिम का वहन करता है। यदि कोई हाइड्रोकार्बन की खोज नहीं होती है, या उसकी मात्रा बहुत कम हो, उससे उपर्जित राजस्व की लागत को पूरा करने में नाकाफी हो, तो इस जोखिम का वहन कॉन्ट्रेक्टर का होता है।

तीन मूल विषय नेल्प की वित्तीय प्रणाली के अंतर्गत हैं– लागत वसूली, पैट्रोलियम लाभ (पी.पी.) और निवेश गुणक (आई.एम.) जिनका विवरण नीचे दिया गया है:

तालिका 1 : नेल्प की वित्तीय प्रणाली के अंतर्गत मूल विषय

लागत वसूली	कॉन्ट्रेक्टर लागत वसूली कारक के लिये बोली लगाता है– अर्थात् राजस्व की प्रतिशत्ता जिसके लिये वह एक वर्ष के लिये अधिकृत है ताकि वह अन्वेषण, विकास और उत्पादन की लगात की वसूली कर सके। यह प्रतिशत्ता 100 *प्रतिशत्* तक हो सकती है। लागत वसूली का कारक जितना उच्च होगा, कॉन्ट्रेक्टर की बोली में उतनी जल्दी लागत की वसूली की जायेगी, जबकि ऐसी स्थिति में, उसका वित्तीय पैकेज, बोली मूल्यांकन की तुलना में आकर्षक नहीं होगा। वार्षिक राजस्व से हुई लागत वसूली की राशि को पैट्रोलियम लागत (सी.पी.) कहा जाता है।
पैट्रोलियम लाभ	राजस्व में से लागत वसूली (सी पी) की कटौती के पश्चात, परिणामी पी.पी. जी.ओ.आई. और कॉन्ट्रेक्टर के बीच में विभाजित किया जाता है। पी.पी. का विभाजन, जो पूर्व वर्ष के पूर्व–कर निवेश गुणक (आई एम) से सम्बद्ध होता है, बोली लागने का मापदण्ड है और वित्तीय पैकेज के हिस्से के तौर पर मूल्यांकित किया जाता है।
निवेश गुणक	पूर्व–कर आई. एम., संचित निबल नकद आय[4] का अन्वेषण और विकास की संचित लागत में अनुपात है। जितना आई. एम. कम होगा उतनी परियोजना की पूंजी अधिक होगी। अपनी बोली के हिस्से के रूप में कॉन्ट्रेक्टर को विभिन्न आई.एम. स्लैबों पर जी.ओ.आई. की हिस्सेदारी को स्पष्ट करना होता है, जैसे 1. 5 से कम, 1.5 से 2.0 से कम तक इत्यादि। समान्यतः कॉन्ट्रेक्टर जी.ओ.आई. के निम्न हिस्सेदारी के लिये निम्न आई एम स्लैब की बोली लगाता है और जी.ओ. आई. की उच्च हिस्सेदारी के लिए 3.5 और अधिक आई. एम. {अर्थात् जहां पूंजीगत व्यय (कैपेक्स) की तुलना में निबल नकद आय अधिक है} की बोली लगाता है। इसके अतिरिक्त आंरम्भिक वर्षो में पूँजी व्यय सामान्यतः उच्च होगा और समय के साथ इसमें कमी होगी, आई. एम. में भी समय के साथ वर्ष दर वर्ष वृद्वि की आशा की जाती है।

4 निबल नकद आय– लागत पेट्रोलियम +कॉन्ट्रेक्टर के लाभ पेट्रोलियम का हिस्सा (पिछले वर्ष के आई एम पर आधारित)+आकस्मिक आय उत्पादन लागत और रायल्टी

1.2 लेखापरीक्षा की पृष्ठभूमि

एम ओ पी एन जी के अनुरोध (नवंबर 2007) पर भारत के नियंत्रक महालेखापरीक्षक (सी एंड ए जी) ने चार ब्लॉको (जोकि इस प्रकार है के जी– डी डब्ल्यू एन –98/3, पन्ना–मुक्ता एवं ताप्ती, और आर.जे. ओ.एन. 90/1) का वर्ष 2008–11[5] में पी. एस. सी. की विशिष्ट लेखापरीक्षा की। लेखापरीक्षा वित्तीय वर्ष (एफ वाई) 2006–07 से 2007–2008 से संबंधित थी। लेखापरीक्षा के परिणाम वर्ष 2011–12 की प्रतिवेदन संख्या–19 हाईड्रोकार्बन उत्पादन सहभागिता अनुबंधो की निष्पादन लेखापरीक्षा में प्रकाशित किये गये और इन्हें संसद के समक्ष सितम्बर 2011 में प्रस्तुत किया गया। यह प्रतिवेदन फरवरी 2014 मे लोक लेखा समिति के पास जाँचाधीन था।

एम ओ पी एन जी ने अप्रैल 2010 में, सी एण्ड ए जी को 20 क्षेत्रों/ब्लॉकों की एफ. वाई. 2007–08 और 2008–09 के लिये लेखापरीक्षा का अनुरोध किया था। इस अनुरोध के लिये सी एण्ड ए. जी. ने फरवरी 2012 में 8 ब्लॉकों की लेखापरीक्षा को स्वीकार किया और शेष 12 ब्लॉकों की लेखापरीक्षा चारटर्ड अकाउंटेंट द्वारा की जानी थी।

चार ब्लॉकों जैसी पी.वाई.–1, पी.वाई. –3, खारसंग और सी. बी. ओ. एन.–7 की वर्ष 2007–09 की लेखापरीक्षा फरवरी से सितंबर 2011 के दौरान डी. जी. एच. और ऑपरेटर परिसरों में की गई। इन ब्लॉकों का वित्तीय विवरण *परिशिष्ट–1* में दिया गया है। लेखापरीक्षा डी.जी.एच. एवं ऑपरेटर परिसरों में की गई तथा लघु/ कार्यप्रणाली प्रकृति की लेखापरीक्षा आपत्तियां प्रबंधन पत्र के द्वारा सूचित कर दी जाएगी।

लेखापरीक्षा ने मई 2012 में हाईड्रोकर्बन पी.एस.सी. के कार्यान्वयन की निष्पादन लेखापरीक्षा एम.ओ.पी. एन.जी., डी.जी.एच. और उसके ब्लॉक के जी–डी डब्ल्यू एन 98/3, पन्ना–मुक्ता, ताप्ती और आर.जे.ओ. एन.– 90/1 के संबंध में शुरू की थी। इन ब्लॉकों के लिए, ऑपरेटर के परिसरों पर ही सी एण्ड ए जी ने वित्तीय एवं औचित्य लेखापरीक्षा अधिग्रहित की। जबकि आर.जे. ओ. एन.– 90/1 ब्लॉक के लिए ऑपरेटर परिसरों पर लेखापरीक्षा जुलाई 2012 में आरंभ हुई, के.जी.डी.डब्ल्यू.एन.– 98/3 ब्लॉक में और पन्ना मुक्ता, ताप्ती ब्लॉको की लेखापरीक्षा केवल जनवरी 2013 में ही शुरू हुई।

एम.ओ.पी.एन.जी. और डी.जी.एच. के निष्पादन लेखापरीक्षा से निकाली गई टिप्पणियों के साथ साथ ऑपरेटरो की औचित्य एवं वित्तीय लेखापरीक्षा के परिणाम ब्लॉक–वार रूप से इस प्रतिवेदन में प्रस्तुत किये गये हैं।

1.3 लेखापरीक्षा उद्देश्य

(क) एम.ओ.पी.एन.जी. और डी.जी.एच. की निष्पादन लेखापरीक्षा यह सुनिश्चित करने के लिए की गई कि :

1) एम.ओ.पी.एन.जी./डी.जी.एच. के तंत्र/कार्यप्रणाली पी.एस.सी. के अनुपालन सुनिश्चित करने और अनुवीक्षण के लिये पर्याप्त और प्रभावी है और

---

[5] *संचालक के रिकार्ड मिलने में कठिनाई के कारण लेखापरीक्षा के प्रयास बाधित हुए। समस्या पी एम टी क्षेत्रों के लेखापरीक्षा के दौरान जुलाई 2008 में पैदा हुई। संचालक के रिकार्ड तक पहुंच में तेजी लाने के लिए अंततः सी ए जी ने अगस्त 2009 में तत्कालीन पी एन जी मंत्री के साथ मामला उठाया। मामला हल होने के बाद संचालक की क्षेत्रीय लेखापरीक्षा जनवरी व मई 2010 के बीच शुरू की गई। अधिक जानकारी के लए वर्ष 2011–12 की प्रतिवेदन संख्या–19 के पैरा 3.5 को संज्ञान में लें।*

2) जी.ओ.आई. का राजस्व अधिकार (जिसमें रायल्टी और जी.ओ.आई. का पी पी हिस्सा भी शामिल है) उपयुक्त रूप से सुरक्षित किया गया और इस उद्देश्य के लिए पर्याप्त और प्रभावी तंत्र विद्यमान है।

(ख) ऑपरेटर के लेखों और दस्तावेजों की लेखापरीक्षा की गई ;

1) यह जांच करना कि पी.पी. के रूप में (वर्तमान और भविष्य का) जी.ओ.आई. का राजस्व और रायल्टी की सही रूप से गणना की गई है और उसके राजस्व हित पूर्ण रूप से सुरक्षित किया गया; तथा

2) यह सुनिश्चित करना कि किये गये खर्चे को पी.एस.सी. के अनुबन्धो के अनुरूप , सही और विश्वसनीय ढ़ग से प्रस्तुत किये गये हैं और उन राशियों को उपयुक्त दस्तावेजों से पुष्ट किया गया है। लेखापरीक्षा में खर्चों के औचित्य की जांच के साथ साथ पी.एस.सी. धाराओं की भी जांच शामिल थी जिसमें यह सुनिश्चित करना था कि ऑपरेटरों की प्राप्तियों की अनुबंध प्रक्रिया पी.एस.सी. और मानक श्रेष्ठ प्रक्रियाओं में दिये गये प्राप्ति प्रक्रिया के साहित्य एवं तात्पर्य के अनुरूप है। चयनित नमूनों के अंतर्गत लेखापरीक्षा में यह जांच भी करनी चाहिए, कि प्रत्येक मद के आंकडे उचित, मूल संशोधित बजट के अनुरूप, योजनाओं, व्यवहार्यता रिपोर्ट या अन्य मिलते जुलते दस्तावेजो के अनुरूप थे। समानान्तर प्रमाणक जोकि सामान की खरीद और प्रदान की गई सेवा की वास्तविकता को सुनिश्चित कर सके, की भी मांग की गई।

1.4 लेखापरीक्षा कार्यक्षेत्र एवं पद्धति

एम.ओ.पी.एन.जी. और डी.जी.एच. की निष्पादन लेखापरीक्षा उनके दस्तावेजों के संदर्भ में 2008 से 2012 की अवधि के लिये की गई। प्रविष्टि सम्मेलन एम.ओ.पी.एन.जी. और डी. जी. एच. के साथ 11 मई 2012 को किया गया जोकि हाइड्रोकार्बन पी. एस. सी. (के. जी. डी. डब्ल्यू. एन. 98/3, पन्ना मुक्ता और ताप्ती, आर. जे. ओ. एन.– 90/1) की लेखापरीक्षा के संदर्भ में हुआ। जी.ओ.आई. और नियामक की अनुवीक्षण प्रक्रिया और नियंत्रण की जांच हेतू एम.ओ.पी.एन.जी./डी. जी. एच. द्वारा तैयार रिकार्ड के साथ साथ डी. जी. एच. को उपलब्ध कराए गए कॉन्ट्रेक्टरो के रिकार्डो की भी संवीक्षा की गई।

ऑपरेटर के रिकार्डों की लेखापरीक्षा का विवरण नीचे दिया गया है :

तालिका 2 : ऑपरेटरो के दस्तावेजों की लेखापरीक्षा का विवरण

ब्लाक	लेखापरीक्षा अवधि[6]	लेखापरीक्षा का कार्यक्रम	प्रविष्ट सम्मेलन की तिथि
के जी –डी डब्ल्यू एन 98/3	2008–09 से 2011–12	जनवरी 2013 से दिसम्बर 2013	9 जनवरी 2013
पन्ना–मुक्ता और ताप्ती	2008–09 से 2011–12	जनवरी 2013 से नवंबर 2013	2 जनवरी 2013
आर.जे–ओ.एन.–90/1	2008–09 से 2011–12	जुलाई 2012 से नवम्बर 2012	9 जुलाई 2012

[6] *एम ओ पी एन जी के 17 मई 2012 के निवेदन पर ब्लाक के जी–डी डब्लू एन–98/3, पन्ना मुक्ता, ताप्ति व आर जे–ओ एन–90/1 का आडिट स्कोप बढाया गया था। पी वाई–1, पी आई–3 खारसंग व सी बी–ओ एन 7 ब्लाको का लेखापरीक्षा क्योंकि पूर्ण हो चुका था अतः इन ब्लाको का स्कोप नहीं बढाया गया था।*

पी वाई 1	2007–2008 और 2008–09	फरवरी 2011 से सितम्बर 2011	27 जनवरी 2011
पी वाई 3	2007–2008 और 2008–09	फरवरी 2011 से सितम्बर 2011	27 जनवरी 2011
खारसंग	2007–2008 और 2008–09	फरवरी 2011 से सितम्बर 2011	27 जनवरी 2011
सी बी –ओ.एन.– 7	2007–2008 और 2008–09	फरवरी 2011 से सितम्बर 2011	27 जनवरी 2011

ऑपरेटर के परिसर में की गई लेखापरीक्षा में जिन दस्तावेजों की समीक्षा की गई, वे कार्य के कार्यक्रम और बजट (डब्ल्यू पी एंड बी) संबंधित दस्तावेज, समयबद्व सूचनायें/रिपोर्ट जो कॉन्ट्रेक्टर द्वारा डी जी एच को प्रस्तुत की गई, ऑपरेटर बोर्ड/एम. सी. के प्रस्ताव, लेखों से संबंधित रिकार्ड और परियोजना और अनुबन्ध के दस्तावेज परियोजना के निष्पादन और सामान/सेवाओं की प्राप्ति से सबंधित थे। नमूने की जाँच परख के आधार पर, लेखापरीक्षा ने कोनट्रेक्टरो द्वारा दावा की गई लागत वसूली, राजस्व की गणना, सामान, उपकरणों और सेवाओं की खरीद और उपयोग की प्रक्रिया की जाँच की।

सूचनायें और दस्तावेज प्राप्त करने हेतु लेखापरीक्षा मांग पत्र जारी किये गये थे, जबकि एम. ओ. पी. एन. जी./डी. जी. एच./कोनट्रेक्टरों/ऑपरेटरों के उन विषयों पर विचार प्राप्त करने के लिए लेखापरीक्षा आपत्तियां जारी की गई जहां लेखापरीक्षा का अनुपालन न किये जाने से संबंधित आपत्तियों का बोध हुआ। लेखापरीक्षा के विभिन्न स्तरो पर एम. ओ. पी. एन. जी./डी. जी. एच. के अलावा ऑपरेटरों के साथ भी विचार विमर्श उनके दस्तावेजों की जांच के दौरान किया गया। मूल लेखापरीक्षा विषयों, जिनपर स्पष्टीकरण मांगा गया पर विचार करने के लिए ब्लॉको के ऑपरेटरों के प्रतिनिधियों के साथ पारस्परिक बैठकें हुई थी।

1.5 लेखापरीक्षा मापदंड

निम्न स्त्रोतों के आधार पर लेखापरीक्षा का मापदंड तय किया गया :

क) प्रासांगिक उत्पादन सहभागिता अनुबंध

ख) संयुक्त परिसंचालन अनुबंध

ग) तेल क्षेत्र (नियामक और विकास) अधिनियम 1948

घ) पैट्रोलियम और प्राकृतिक गैस नियम 1959

ड) नेल्प औँर एम ओ पी एन जी के सहायक निर्देश

च) एम.ओ.पी.एन.जी/डी.जी.एच. द्वारा जारी दिषानिर्देश/अधिसूचनाऐं जोकि पैट्रोलियम संचालन हेतू समय समय पर जारी की गई।

छ) पैट्रोलियम संचालन के संबंध में जी.ओ.आई. द्वारा समय समय पर तैयार की गई नीतियां और

ज) समान्यतः मान्य लेखा कार्यविधियां/लेखा मानक

1.6 ऑपरेटरों के दस्तावेज प्राप्त करने में कठिनाइयां

ऑपरेटर के के.जी.डी.डब्ल्यू.एन.– 98/3 और पन्ना मुक्ता और तापती (पी एम टी) ब्लॉको के दस्तावेजों की लेखापरीक्षा उनके परिसरों में मई 2012 से प्रारम्भ की गई थी। ऑपरेटरो के कार्यक्षेत्र एवं अधिदेश के संबंध मे मतभेद की वजह से उनके दस्तावेजों को प्राप्त करने में हुई कठिनाई के कारण लेखापरीक्षा का प्रयास बाधित हुआ। ब्लॉक वार स्थिति का सार नीचे दिया गया है:

1.6.1 के. जी. डी. डब्ल्यू. एन.– 98/3 ब्लॉक

के.जी.डी.डब्ल्यू. एन.– 98/3 ब्लॉक (आर आई एल) ने इस संबंध में आपत्तियां जताई (क) सी एण्ड ए. जी. के डी.पी.सी. एक्ट 1971 के साथ परिशिष्ट सी के खण्ड 1.9, पी. एस. सी. के अनुसार उनके दस्तावेजों की लेखापरीक्षा करने का सी ए जी का अधिदेश, (ख) क्या लेखापरीक्षा निष्पादन, वित्तीय या औचित्य पर आधारित लेखापरीक्षा होगी एवं (ग) लेखापरीक्षा का क्षेत्र।

परिशिष्ट –2 में सी ए. जी., एम. ओ. पी. एन. जी. और ऑपरेटरों के मध्य किये गये पत्राचारों की श्रंखला जोकि इन मुद्दो के समाधान हेतु किया गया दर्शायी गयी है।

जनवरी 2013 में लेखापरीक्षा शुरू करने के लिए ऑपरेटर के साथ एक प्रारंभीक बैठक की गई। लेकिन, लेखापरीक्षा के कार्यक्षेत्र व अधिदेश व अधिकार से संबंधित मामलों पर मतभेद के कारण लेखापरीक्षा बाधित हो गई। ये आपत्तियां, एम. ओ. पी. एन. जी. और ऑपरेटर (और एम. ओ. पी. एन. जी. द्वारा ऑपरेटर को निर्देश देने के बाद भी) के साथ विचारविमर्श और पत्राचार, के बावजूद भी समाप्त नहीं हुई, तो सी ए जी द्वारा फरवरी 2013 में यह मुददा तत्त्कालीन पैट्रोलियम और प्राकृतिक गैस मंत्री के पास उठाना पड़ा। ये आपत्तियां अन्ततः अप्रैल 2013 में हल हुई। जब एम. ओ. पी. एन. जी. ने आर. आई. एल. को निर्देश जारी किये (2 अप्रैल 2013) कि *''वर्तमान लेखापरीक्षा सी एण्ड ए. जी. द्वारा खंड 20 (1) सी. ए. जी. के डी. पी. सी. एक्ट के तहत की जा रही है जिसका कार्यक्षेत्र, सीमा और कार्यविधि पी एस सी के अनुच्छेद–25 व परिशिष्ट (सी) में निर्दिष्ट है और यह लेखापरीक्षा व्यय के औचित्य के साथ साथ पी.एस.सी. धाराओं की जांच, दस्तावेजों की पूर्ण प्राप्ति के साथ की जायेगी।''*

अतंतः, एम. ओ. पी. एन. जी. द्वारा, 2 अप्रैल 2013 को जारी निर्णय की सूचना के आधार पर अप्रैल 2013 में लेखापरीक्षा उपरोक्तनुसार शुरू की गई।

लेखापरीक्षा मांग पत्र और ज्ञापनों (टिप्पणियों) के संबंध में ऑपरेटर ने अपने विचार, स्पष्टीकरण और चर्चा के द्वारा व्याख्या प्रस्तुतिकरण[7] और लिखित अनुक्रिया दी जिसको ध्यान में रखा गया। अपने विचार पूरा करते समय लेखापरीक्षा ने ऑपरेटर के कथन का विचार किया कि के जी–डी 6 पहला एवं एक मात्र गहरे पानी का उत्पादन स्त्रोत है एवं विश्व के सबसे जटिल भंडारों में से हैं उपरोक्त परिस्थितियों में गयी अनुपूरक सूचना एवं अतिरिक्त व्याख्याओं को भी उचित रूप से विचारित कर लिया गया है।

---

[7] संचालक ने क्षेत्रीय लेखापरीक्षा के दौरान व उसके बाद विभिन्न स्तरों पर निम्न प्रस्तुतीकरण दिये। 17 अप्रैल 2013 को उत्पादन डाटा प्रबंधन प्रणाली (पी डी एम एस निदेशक को पी डी एम एस प्रस्तुतीकरण 18 मई 2013 निदेशक को मैटेरियल मैनेजमैंट प्रस्तुतीकरण 3 जून 2013 को, प्रधान निदेशक (ई एस एम) को 28 अक्टूबर 2013 को के जी–डी डब्लू एन 98/3 ब्लाक के विहंगावलोकन, उप नियंत्रक महालेखा परीक्षक (वाणिज्यिक) को 16 जनवरी 2014 को (क) नेल्प पी.एस. सी. और धारायें (ख) नेल्प व के. जी. –डी.– 6 के रिलाईस इडस्ट्रीज लिमिडेट का निवेष अंतर्गत (ग) डी.1 डी. 3: मिथक व धारणाऐ (घ) वर्तमान सी. ए. जी. आडिट के उचित मुदे, उप नियंत्रक महालेखा परीक्षक (वाणिज्यिक) को 11 अप्रैल 2014 को पावर पाईट प्रस्तुतीकरण, मुख्य आडिट मेमो व अन्य मुदों पर जवाब।

ऑपरेटर को 15 जनवरी 2014 तक लेखापरीक्षा मांग पत्रों/ज्ञापनों के उत्तर देना अपेक्षित था। लेखापरीक्षा ने ऑपरेटरों के अनुरोध पर इसे 31 जनवरी 2014 तक बढ़ाया। बाद में ऑपरेटर ने 15 फरवरी 2014 तक बढ़ाए जाने का अनुरोध किया। वास्तव में, लेखापरीक्षा ऑपरेटरों से उत्तर 15 अप्रैल 2014 तक प्राप्त होते रहे। ऑपरेटरो के उत्तर लेखापरीक्षा मांग पत्रों/ज्ञापनों की अनुक्रिया पर पूर्ण विचार किया गया और संबंधित अंशों को प्रतिवेदन में शामिल किया गया है।

1.6.2 पन्ना मुक्ता और तापी (पी. एम. टी.)

लेखापरीक्षा के समय दस्तावेज प्रस्तुत करने की गति काफी धीमी रही। इसके अतिरिक्त पी.एम.टी. जे. वी. द्वारा मूल दस्तावेजों के स्थान पर, स्कैन की गई प्रतियां उपलब्ध कराई गई, जिससे दस्तावेज प्रस्तुति में और भी देरी हुई। इसके अलावा एस. ए. पी. ने अपने अभिलेख केवल जुलाई – अगस्त 2013 में दिये।

कुछ लेखापरीक्षा टिप्पणियों[8] के उत्तर देते समय पी. एम. टी. सयुंक्त उपक्रम (जे. वी.) ने कहा कि *यह विषय, संचालन निष्पादन के संबंध में है, अतः पन्ना मुक्ता और तापती क्षेत्रों की यह वर्तमान लेखापरीक्षा जोकि पी. एस. सी. के खंड 1.9 परिशिष्ट सी, के तहत की गई है, के कार्यक्षेत्र से बाहर है।* जबकि यह ध्यान देना प्रासंगिक है कि खंड 1.9.1 मे स्पष्ट उल्लेख है कि जी.ओ.आई. को सभी दस्तावेजों और रिकार्ड जोकि खर्च, लागत, देयराशि, प्राप्ति और प्राप्य राशि से संबंधित है, की जांच का अधिकार है और इन रिकार्डों को प्राप्त करने में कोई प्रतिबंध नहीं होना चाहिये।

1.7 ड्राफ्ट लेखापरीक्षा प्रतिवेदन का उत्तर एवं समापन सम्मेलन

ड्राफ्ट लेखापरीक्षा प्रतिवेदन (डी ए आर), एम ओ पी एन जी को 30 अप्रैल 2014 को इस अनुरोध के साथ जारी की गई कि इसका उत्तर 12 जून 2014 तक दे दिया जाए। लेखापरीक्षा को इसका उत्तर 1 जुलाई 2014 को प्राप्त हुआ। एम ओ पी एन जी के उत्तर को पूर्ण रूप से ध्यान में रखा गया और संबंधित अंशो को प्रतिवेदन में शामिल किया गया।

एम ओ पी एन जी द्वारा जारी डी ए आर में एम ओ पी एन जी/डी जी एच की निष्पादन लेखापरीक्षा तथा ऑपरेटर के परिसरों में वित्तीय और औचित्य लेखापरीक्षा जोकि पी एस सी के खंड 1.9 के तहत की गई के निष्कर्षो को शामिल किया गया है। तदानुसार डी ए आर में प्रत्येक ब्लॉक के लिये संबंधित अध्याय में निष्पादन लेखापरीक्षा और ऑपरेटरो की वित्तीय एवं औचित्य लेखापरीक्षा से संबंधित विषयों को अलग से दर्शाया गया है। निष्पादन लेखापरीक्षा से संबंधित विषय एम ओ पी एन जी/डी जी एच के दस्तावेजों की जांच में पाये गये जबकि वित्तीय एवं औचित्य लेखापरीक्षा विषय (जो मुख्यतः व्यय/लेखाकरण एवं प्राप्तियों से संबंधित थे) को ऑपरेटरों के दस्तावेजों की जाँच से प्राप्त किया गया। जबकि ऑपरेटरों से अनुक्रिया प्राप्त करने हेतु डी जी एच ने पूर्ण डी ए आर ऑपरेटर को जारी कर दी। ब्लॉको के ऑपरेटरों के उत्तर एम ओ पी एन जी को जून/जुलाई 2014 में भेजे गये थे।

के जी –डी डब्ल्यू एन–98/3 के ऑपरेटर ने यह कहते हुए उन्हे उत्तर दिया *'प्रतिवेदन के पैराग्राफ 2.1.5 से यह स्पष्ट होता है कि पैराग्राफ 2.4, 2.5, 2.6 और 2.10 सी ए जी की निष्पादन लेखापरीक्षा*

---

[8] *पैरा संख्या* 3.6.4.1, 3.6.1.5, 3.6.2.1, 3.6.2.2 *और* 3.6.4.2.

जोकि एम ओ पी एम जी/डी जी एच से संबंधित है, न कि पी एस सी के लेखाकरण प्रक्रिया के खंड 1.9 के तहत की गई ऑपरेटर की तथा कथित लेखापरीक्षा से संबंधित। कन्ट्रेकटर ने अनुरोध किया कि सी ए जी इन दोनो विभिन्न लेखापरीक्षाओं के मध्य अंतर करें ..... जबकि डी जी एच ने प्रतिवेदन पर कन्ट्रेकटर की अनुक्रिया (जोकि पैराग्राफ 2.4, 2.5, 2.6 और 2.10 सहित है) का अनुरोध किया और इन पैराग्राफ पर हमारे उत्तर ऊपर दिये गये है।''

आपसी सहमति के आधार पर तय किया गया लेखापरीक्षा का क्षेत्र, निष्पादन लेखापरीक्षा के विषय एम ओ पी एन जी/डी जी एच के दस्तावेजो की लेखापरीक्षा तक सीमित था और वे ऑपरेटरों तक विस्तृत नही था। जबकि के जी डी डब्ल्यू एन–98/3 के ऑपरेटरों ने उन लेखापरीक्षा निष्कर्षो का उत्तर देना भी उचित समझा जोकि एम ओ पी एन जी/डी जी एच से संबंधित थे, उनको सावधानी पूर्वक ध्यान में रखने के पश्चात्, इस प्रतिवेदन में उनके विचारों को भी शामिल किया गया। इसके अतिरिक्त एम ओ पी एन जी ने ऑपरेटरों के उत्तर भेजते समय, इनकी पुष्टि नही की।

जबकि, ऑपरेटर के परिसरों की वित्तीय और औचित्य लेखापरीक्षा से प्राप्त विषयों से संबंधित उत्तरों को पूर्ण रूप से ध्यान में रखा गया और संसंधित अंशो को प्रतिवेदन में शामिल किया गया है।

सी ए जी के मानक पद्धति के अनुसार, समापन सम्मेलन 11 जुलाई 2014 को किया गया ताकि लेखा परीक्षित इकाई को अपने विचार प्रस्तुत करने का और निष्कर्षो पर बहस करने का अंतिम अवसर मिल सके। लेखापरीक्षा की प्रकृति के कारण, समापन सम्मेलन को चार सत्रों में आयोजित किया गया था, सत्र–1 एम ओ पी एन जी और डी जी एच, के साथ सत्र–2 आर जे ओ एन –90/1 ब्लॉक के ऑपरेटर के प्रतिनिधियों के साथ, सत्र–3 के जी डी डब्ल्यू एन–98/3 ब्लॉक के ऑपरेटर के साथ और सत्र–4 पी एम टी ब्लॉक के ऑपरेटर के साथ किया गया। सत्र–3 उस दिन आयोजित नहीं हुआ क्योंकि के जी डी डब्ल्यू एन–98/3 ब्लॉक के ऑपरेटर ने 11 जुलाई 2014 को इसमें शामिल होने में असमर्थता जताई और दूसरी बैठक का अनुरोध किया जोकि 21 जुलाई 2014 में आयोजित की गई। समापन सम्मेलन में व्यक्त किये गये विचारों को प्रतिवेदन में अंतिम रूप देते समय पूर्ण रूप से ध्यान मे रखा गया।

अध्याय–2

केजी– डी. डब्ल्यू. एन.– 98/3

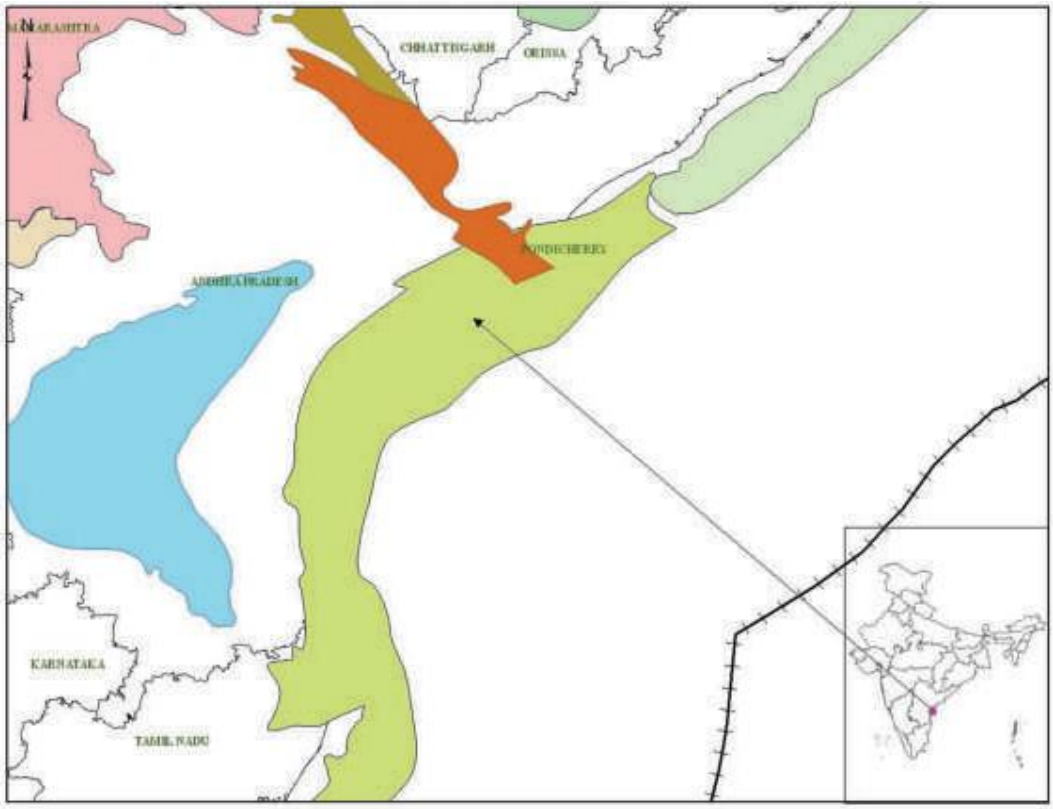
ब्लॉक सम्बन्धी जाँच परिणाम

अध्याय 2 – केजी– डी. डब्ल्यू. एन.– 98/3 ब्लॉक सम्बन्धी जाँच परिणाम

2.1 पृष्ठभूमि

2.1.1. पिछले दो दशकों में किये गये अन्वेषण प्रयासों से यह साबित हुआ कि कृष्णा–गोदावरी (के.जी.) नदी घाटी, बंगाल की खाड़ी में हाईड्रोकार्बन उपलब्धता वाणिज्यिक रूचि के लिये अत्यंत महत्त्वपूर्ण है। नदी घाटी के अपतट और अभितट हिस्सों में कई तेल और गैस के क्षेत्र पाये गये। के. जी–डी. डब्ल्यू. एन.–98/3 (जिसे के. जी–डी. 6 भी कहा गया) ब्लॉक जिसका अनुबन्ध क्षेत्र 7645 वर्ग किलो मीटर (वर्ग कि.मी.) है, के जी नदी घाटी में ऐसा ही एक अपतट ब्लाक है। इस ब्लाक को "गहरे पानी का ब्लाक" के रूप में वर्गीकृत किया गया जिसमें जल की गहराई की रेंज 400 मीटर (मी.) उत्तर पश्चिम से 2700 मी दक्षिण पूर्व तक है।

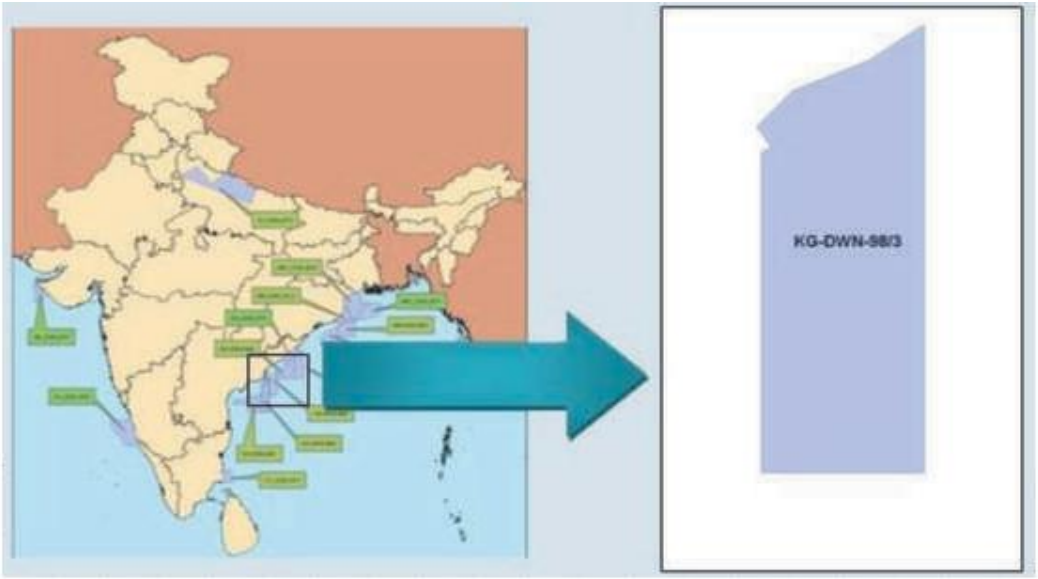
कृष्णा गोदावरी नदी घाटी



चित्र 2

2.1.2. अप्रैल 2000 में, नेल्प–I के अंतर्गत वैश्विक प्रतिस्पर्धा बोली प्रक्रिया के द्वारा जी.ओ.आई. ने के जी डी डब्ल्यू एन 98/3 ब्लाक का आबंटन एक संघ को किया जोकि रिलायंस उद्योग लिमिटेड (आर आई एल) द्वारा 90 *प्रतिशत* पी आई के साथ संचालित था। अगस्त 2011 तक इस संघ का केवल एक अन्य सदस्य कनाडा की एक कंपनी थी, जिसका नाम नीको रिसोर्सेस लिमिटेड (नीको) था। वर्ष 2011 में आर आई एल ने 30 *प्रतिशत* पी आई को बी पी एक्सप्लोरेशन (एल्फा) लिमिटेड को सौंप दिया। अतः वर्तमान समय (फरवरी 2014) में आर.आई.एल., बी.पी. एक्सप्लोरेशन (एल्फा) लिमिटेड और नीको क्रमशः

60, 30 और 10 *प्रतिशत* पी आई के साथ मिलकर 'कॉन्ट्रेक्टर' है। जबकि आर.आई.एल. ब्लाक के ऑपरेटर[9] के रूप में कार्यरत हैं।



चित्र 3

2.1.3. अप्रैल 2000 में पी सी एस में हस्ताक्षर के बाद से, 2002 और 2012[10] के मध्य में हुई अन्वेषणात्मक गतिविधियों के आधार पर, कुल 19[11] हाईड्रोकार्बन खोजें, इस ब्लाक में की गई। इन 19 में से एक खोज {डी 26 (एम ए तेल क्षेत्र)} मुख्य रूप से तेल की खोज है और शेष गैस की खोजे है। एम. ए. तेल क्षेत्र से तेल उत्पादन सितम्बर 2008 में शुरू हुआ जबकि डी1–डी3 क्षेत्रों से गैस उत्पादन अप्रैल 2009 में शुरू हुआ।

2.1.4. वित्तीय विवरण

के.जी.डी.डब्ल्यू. एन.– 98/3 ब्लॉक के संचित वित्तीय विवरण इस प्रकार है :

तालिका 3 : संचित वित्तीय विवरण

(यू एस डालर मिलियन में)

	31 मार्च 2012 तक	31 मार्च 2013 तक
व्यय	10,005.75	10,441.98
विक्रय और अन्य आय (नेट)	8,626.03	10,325.80
लागत वसूली	7,763.43	9,293.22

[9] *'संचालक का अर्थ है, कॉन्ट्रेक्टर के समुह में से एक पार्टी जोकि अनुच्छेद 7, पी सी एस के तहत संचालक के रूप में चयनित हो,*

[10] *2008–2012 के दौरान कोई नई खोज नही हुई।*

[11] *धीरू भाई (डी) 1,2,3,4,5,6,7,8,16,18,19,22,23,26,29,30,31,34 और 42*

	31 मार्च 2012 तक	31 मार्च 2013 तक
वसूली नहीं की गई लागत	2,242.32	1,148.76
जी.ओ.आई. की हिस्सेदारी		
रॉयल्टी	**431.70**	**513.46**
पी पी (10 *प्रतिशत*)	86.26	103.26
कॉन्ट्रेक्टर की हिस्सेदारी		
लागत वसूली	7,763.43	9,293.22
पी पी (90 *प्रतिशत*)	776.34	929.32

व्यय–मार्च 2013 तक ब्लाक में किया गया कुल व्यय, यू एस डालर 10,441.98 मिलियन था, जोकि अन्वेषण यू एस डालर 1,095.41 मिलियन, विकास यू एस डालर 7,572.78 मिलियन और उत्पादन यू एस डालर 1,773.79 मिलियन। वर्ष 2008–09 से 2012–13 के लिये विक्रय राजस्व, पी.पी., व्यय का विवरण इस प्रकार है :

तालिका 4 : व्यय, विक्रय राजस्व, पैट्रोलियम लाभ, का वर्ष 2008–09 से 2012–13 का विवरण

(राशि यू.एस. डालर मिलियन में)

ब्यौरा	2008–09	2009–10	2010–11	2011–12	2012–13	31.3.13 तक संचित ब्यौरा
व्यय	2,744.28	1,929.29	804.46	532.27	436.23	10,441.98
विक्रय राजस्व	41.53	2,229.63	3,504.05	2,756.51	1,637.00	10,168.73
अन्य आय	11.43	8.48	46.66	27.74	62.77	157.07
कुल राजस्व	52.96	2238.11	3550.71	2784.25	1,699.77	10,325.80
लागत वसूली	47.66	2014.30	3195.64	2505.82	1,529.79	929,3.22
पी पी	5.30	223.81	355.07	278.43	169.98	103,2.58
पी पी जी. ओ.आई. का अंश (10 प्रतिशत)	0.53	22.38	35.51	27.84	17.00	103.26
पी पी कॉन्ट्रेक्टर का अंश	4.77	201.43	319.56	250.59	152.98	929.32

भौतिक निष्पादन मापदण्ड – वर्ष 2008–09 से 2012–13 के लिये ऑपरेटर द्वारा बताये गये विक्रय[12] (उत्पादन वार) का विवरण इस प्रकार है :

तालिका 5 : वर्ष 2008–09 से 2012–13 तक के विक्रय

(राशि यू एस डालर मिलियन में)

वर्ष	गैस		कच्चा तेल		कॉन्डनसेट	
	मात्रा (एम एम बी टी यू[13] में)	राशि	मात्रा (बैरल में–बी.बी. एलस्)	राशि	मात्रा (बी बी एलस्)	राशि
2008-09			881,067	41.53		
2009-10	460,353,175.90	1,935.79	4,000,755.00	293.84		
2010-11	659,244,545.89	2,772.12	7,994,514.86	685.15	750,395.618	46.78
2011-12	507.646,842.08	2,134.65	4,943,783.00	553.10	735,777.159	68.76
2012-13	308,545,025.19	1,297.43	2,916.831	306.36	389,762.636	33.21

2.1.5. इस अध्याय के निष्कर्षों का प्रस्तुतीकरण

इस अध्याय के पैरा 2.2 अपनाई गई प्रतिचयन कार्य प्रणाली को दर्शाया गया है। पैरा 2.3 में लेखापरीक्षा के दौरान दस्तावेजों को प्राप्त करने और दस्तावेज प्रस्तुत न करने जैसी कठिनाइयों का विवरण दिया गया है। पैरा 2.4, 2.5, 2.6 और 2.10 में एम ओ पी एन जी /डी जी एच के निष्पादन लेखापरीक्षा के दौरान पाये गये नियामक विषय दिये गये है। व्यय से संबंधित विषय जोकि कॉन्ट्रेक्टर के दस्तावेजों की लेखापरीक्षा के दौरान पाये गये तथा इन पर आधारित लेखापरीक्षा टिप्पणियां पैरा 2.7 में विर्णित है। राजस्व और लेखा संबंधित विषयों पर टिप्पणियां पैरा 2.8 और 2.9 में दी गई है और मुख्य रूप से कॉन्ट्रेक्टर और जो एम ओ पी एन जी/डी जी एच में पाये गये है। हालाँकि सैप पर प्रतिबंधित और देरी से उपयोग से नमूना चयन और लेखापरीक्षा के दायरे की प्रक्रिया प्रभावित हुई, परचेज़ ऑर्डर सूची का विलम्ब से उपलब्ध करना और दस्तवेजों का उपलब्ध न करना जैसाकि प्रतिवेदन के पैरा 1.6, पैरा 2.3 में विवर्णित है।

2.2 प्रतिचयन पद्धति

लेखापरीक्षा ने क्रमरहित आधार पर 50 *प्रतिशत* विक्रय के बीजक जोकि कच्चे तेल और कॉन्डेनसेट विक्रय करार से संबंधित है, 30 *प्रतिशत* प्राकृतिक गैस के प्रति वर्ष विक्रय जोकि लेखापरीक्षा अवधि से संबंधित है, की समीक्षा की। इसके अतिरिक्त रायल्टी की गणना और पैट्रोलियम लाभ और उसके धन प्रेषण के संबंध में नमूने का आकार 75 *प्रतिशत* था। लेखापरीक्षा ने उच्च मूल्य की खरीद को चयनित किया और कुल मूल्य यू एस डालर 1736.26 मिलियन, जोकि 2008–09 से 2011–12 की अवधि से संबंधित थे, के अनुबन्धो में से यू एस डालर 654.85 मिलियन (लगभग) मूल्य के 102 अनुबन्धों (कृपया

---

[12] *आंकड़ो का स्त्रोत : बिक्री का ब्यौरा वर्ष 2008–09 से 2012–13 के लिये*

[13] *मिलियन मीट्रिक ब्रिटिश थर्मल यूनिट*

पैरा 2.3.2 में सूची बद्व क्रय आदेश पर लेखापरीक्षा टिप्पणी का सज्ञान लें), की समीक्षा की। इसके साथ–साथ लेखापरीक्षा ने यू एस डालर 1725.07 मिलियन के बीजक जोकि उन कुछ अनुबन्धों[14] के संबंध में थे जिन्हे 2008–09 से पहले आंवटित किया गया था पर उनका भुगतान लेखापरीक्षा की अवधि में किया गया था का भी निरीक्षण किया। परन्तु नमूना चयन की प्रक्रिया एवं लेखापरीक्षा का कार्यक्षेत्र इन कारणों सेः एस ए पी तक पहुंच में रूकावट, खरीद आदेशों की सूचि का देरी से मिलना एवं दस्तावेजों का न मिलना, जैसाकि पैरा 1.6 एवं पैरा 2.3 में बताया गया है।

2.3 लेखापरीक्षा की कठिनाइयां

2.3.1 एस ए पी तक सीमित पहुंच

2.3.1.1. ऑपरेटर के सभी घरेलू ब्लॉकों के लेखे एस. ए. पी. ई. आर. पी. प्रणाली में रखे जाते है। एस. ए. पी. प्रणाली में प्रत्येक ब्लॉक के खातों में अंतर संबंद्ध होता है।

2.3.1.2. तंत्र के प्रशासकों से लेखापरीक्षको को एस. ए. पी. प्रणाली के व्यापक प्राधिकारों की आवश्यकता होती है, ताकि वे वांछित कार्यवाही कर सकें।

2.3.1.3. इस उद्देश्य से प्रत्येक एस ए पी स्थापना में मानक रूपरेखा प्रस्तावित होती है। कस्टमाइजड रूपरेखा लेखापरीक्षको को उनके कार्यो को पूर्ण करने में सामान्यतः सहायक नहीं होती। लेखापरीक्षा के दृष्टिकोण से एस. ए. पी. के अत्यंत महत्त्वपूर्ण मोडयूल जहां पहुंच की आवश्यकता होती है, वे है, विक्रय और वितरण, खरीद और भुगतान, सामान्य बही, मानव संसाधन, परियोजना तंत्र और परिसम्पति लेखा इत्यादि। एस ए पी के पूर्ण मॉड्यूलो की पहुंच के साथ, कोई भी इस ब्लॉक के सभी लेन देन के आंकडो को प्राप्त कर सकता है और चयनित आंकडो का विभिन्न और जटिल रूप से विश्लेषण कर सकता है जोकि एस ए पी प्रणाली में वैसे करना असंभव है। कस्टमाडजड रूपरेखा के मामले में जो ऑपरेटर ने लेखापरीक्षको को उपलब्ध करवाई सभी मामलों में आवश्यक आंकडों को निकाल पाना और विश्लेषण करना संभव नही था।

2.3.1.4. चूंकि पिछली लेखापरीक्षा जो 2010–11 के दौरान हुई में के. जी.–डी. डब्ल्यू. एन.–98/3 ब्लॉक से संबंधित एस. ए. पी. के सभी मोडयूलों तक ऑपरेटर ने पहुंच प्रदान नही की थी, इसलिये एम ओ पी एन जी ने कहा[15] कि *प्रबंधन कमेटी के द्वारा ऑपरेटर को आवश्यक निर्देश दिये जायेगें, ताकि प्रणाली संरचना में परिवर्तन किया जाये इसमें लेखापरीक्षा सूचना तंत्र को शामिल किया जाये, जैसा कि लेखापरीक्षा ने आग्रह किया था ताकि विस्तृत लेखापरीक्षा करने में सुविधा रहे।* परन्तु लेखापरीक्षा ने पाया कि एम.ओ.पी.एन.जी. ने एम. सी. के द्वारा, प्रणाली संरचना को परिवर्तित करने के लिए कोई निर्देश नहीं दिये थे।

2.3.1.5. वर्तमान लेखापरीक्षा के दौरान, 14 जनवरी 2013 को एस. ए. पी. के सभी मॉडयूलो की केवल पठीय पहुंच के. जी. डी. डब्ल्यू. एन.–98/3 के संदर्भ में मांगी गई और बाद में मौखिक और लिखित[16]

---

[14] *सब सी उपकरणों की आपूर्ति, एफ पी एस ओ का चार्टर, एफ पी एस ओ का संचालन और अनुरक्षण, डी1–डी3 क्षेत्र के विकास के लिए अपतट सुविधाओं का ई पी आई सी, केट्रोल राईजर के साथ प्लेटफार्म, ओ टी/जेट्टी/आधारभूत संरचना सुविधाओं का निर्माण और रिग को भाड़े पर लेना।*

[15] *लेखापरीक्षा प्रतिवेदन संख्या 19 वर्ष 2011–12 की*

[16] *31जनवरी 2013 को, 22 अप्रैल 2013, 25 अप्रैल 2013 25 मई 2013, 4 जुलाई 2013 और 13 जुलाई 2013*

रूप से अनेक अवसरों और स्तरों पर इसे अनुस्मरण करवाया गया। परन्तु 21 सितंबर 2013 तक ऑपरेटर ने केवल सीमित/कस्टमाइड पहुंच ही उपलब्ध करवाई।

2.3.1.6. 21 सितम्बर 2013 को अब तक सीमित पहुंच को ही उपलब्ध करवाया है, के बारे में सहमत होते हुए ऑपरेटर ने निम्न वक्तव्य दिया:

- *सीमित पहुंच को प्रदान करने के साथ साथ उन्होने ऐसे व्यक्ति भी नियुक्त किये जिन्हे एस ए पी के विभिन्न कार्यो की जानकारी हो तथा एस ए पी प्रणाली को अपने व्यक्तिगत एस. ए. पी. पहुंच के आधार पर ऐसे चला सके, जैसा कि लेखा परीक्षा की आवयकता हो।*

- *जैसा कि मानक प्रथा है कि एक व्यक्ति के पास सभी मॉडयूलो के लिये प्राधिकार नही होता, इसलिये उन्होंने अतिरिक्त लेखे जोखे के कोड तैयार किये जिससे सम्पति सूची संबंधित लेनदेन जैसे कि सामग्री का इस्तेमाल, वेंडर बही और भुगतान, क्रय आदेश, रूपरेखा करार, सेवा आंकड़े आदि तक पहुंच उपलब्ध की जा सके।*

- *रिलांयस ई एंड पी अनुभाग में, सभी घरेलू ब्लॉकों के लेखे एस.ए.पी. में एक कंपनी कोड (आर इ पी /5070) के अंतर्गत तैयार किये गये थे और एक तंत्र की तरह संरचना की गई थी। प्रत्येक ब्लॉक की लेखा पुस्तकें एस.ए.पी. में अंतर संबद्व थी और एस ए पी प्रणाली को कम्पनी कोडों के जरिए एकीकृत किया गया था।*

2.3.1.7. जो अतिरिक्त पहुंच उपलब्ध कराई गई, उसकी जांच से यह पाया गया कि आवश्यक पहुंच अभी भी उपलब्ध नही करवाई गई थी, जैसा नीचे दिया गया है:

- कुछ मॉडयूलों और घटको पर पहुंच जैसे कि विक्रय और वितरण परियोजना प्रणाली, परिसंपत्ति लेखे, बैंक लेखे, लेखापरीक्षा सूचना प्रणाली आदि उपलब्ध नही थी।

- सामग्री प्रबंधन मॉडयूल और क्रय दस्तावेजों से संबंधित कुछ टासैक्शन कोड, अभी भी कार्यशील नही थे या उनपर पहुंच सीमित थी,

2.3.1.8. फिर भी लेखापरीक्षकों ने ऑपरेटर के डोमेन कम्प्यूटर पर उपलब्ध अतिक्ति पहुँच से डाटा को डाऊन लोड किया। लेकिन लेखापरीक्षकों ने पाया कि ऑपरेटर द्वारा उपलब्ध कराये गये डोमेन कम्प्यूटर से डाटा को डी.वी.डी. या पेनड्राइव मे कॉपी करने की अनुमति नहीं थी और इसलिये प्राप्त किये गये डाटा लेखापरीक्षा के लिये अधिक उपयोगी नही थे। लेखापरीक्षा ने ऑपरेटर को मौखिक और लिखित तौर पर कई अवसरों पर कहा कि डाटा को डी. वी. डी. पर उपलब्ध किया जाये ताकि विश्लेषण किया जा सके लेकिन अध्याधिक समय व्यर्थ होने के बाद ऑपरेटर ने एक डी. वी. डी. 31 अक्टूबर 2013 को उपलब्ध करवाई जिसमें पी. ओ./ रूपरेखा करार (ओ एल ए) की सूची थी जबकि डी वी डी जिसमें सामग्री प्रबंधन मॉडयूल से संबंधित आंकडे थे, 11 नवम्बर 2013 को उपलब्ध करवाई जोकि लेखापरीक्षा की अवधि का अंत समय था।

2.3.1.9. अतः ऑपरेटर को जबकि यह सूचित था कि लेखापरीक्षा की समयसारणी क्या है, फिर भी सूचनायें टुकड़ो में और वह भी अत्याधिक देरी के साथ दी गई।

2.3.1.10. ऑपरेटर ने अपने उत्तर में एम ओ पी एन जी (जून 2014) व समापन सम्मेलन (21 जुलाई 2014) के दौरान, अवस्थिति की पुनरावृति करते हुए निम्नलिखित कहा :

ए) कान्ट्रेक्टर, एक नियमित इकाई के रूप में, अपने बहुसख्यीय कार्यो के हिस्सो को नियन्त्रित करने के लिए एस ए पी प्रणाली का प्रयोग करता है।

बी) कम्पनी की रक्षा पद्धति व गोपनीयता नीति के तहत, सुनियोजित बाधाओं के रहते बाहरी तत्व को एस ए पी तक पहुंच प्रदान करना मुश्किल होता है।

सी) इन प्रतिबन्धों के बावजूद, पी एस सी को लेखा प्रक्रिया की धारा 1.9 के अधीन सी ए जी के लेखापरीक्षा दल को लेखापरीक्षा करने के लिए पर्याप्त सूचना उपलब्ध कराई गई।

डी) प्रारूप प्रतिवेदन यह नहीं दर्शाता कि एस ए पी तक सीमित पहुंच या "विचारणीय विलंब" के बाद "खंडित सूचना" प्रदान करने के परिणामस्वरूप लेखापरीक्षा का कौन सा हिस्सा (यदि कोई है) पूरा नहीं हो सका।

2.3.1.11. लेखापरीक्षा ने 2008–09 से 2011–12 के वित्त वर्ष के लिए के जी –डी डब्ल्यू एन–98/3 ब्लॉक से सम्बन्धित एस ए पी के सभी भागो में पहुंच का अनुरोध किया क्योंकि एस ए पी में प्रत्येक लेन देन की अन्य भागों में भी समरूपी प्रविष्टियाँ होती हैं। लेखापरीक्षा, ऑपरेटर की, आई टी सुरक्षा और आँकडों की गोपनीयता सम्बन्धित चिन्ता को समझता है।

2.3.1.12. ऑपरेटर अपनी एस ए पी प्रणाली के संरूपण (कॉनफीग्यूरेशन) के कारण लेखापरीक्षा को अपेक्षित पहुंच उपलब्ध नही करा सका। एम ओ पी एन जी ने लेखापरीक्षा आपत्तियां भी (28 नवम्बर 2011) यह कहते हुए जारी की *'' ऑपरेटर को प्रणाली सरूपण में परिवर्तन लेखापरीक्षा सूचना प्रणाली के संरूपण को सम्मिलित करते हुए करने चाहिए जैसे कि लेखापरीक्षा द्वारा इच्छित है ताकि विस्तृत परीक्षण सुगम हो सके।''* ऑपरेटर के पास अपनी प्रणाली को इस प्रकार से संरूपित करने का पर्याप्त समय था (नवम्बर 2011 से) ताकि आई टी सुरक्षा, आँकडो की गोपनीयता और लेखापरीक्षा प्रणाली के बीच सन्तुलन हो। इसके अतिरिक्त, "पर्याप्त" और "पूर्ण/अपेक्षित सूचना" के बीच एक अंतर है। सूचना जिसे ऑपरेटर पर्याप्त समझता है लेखापरीक्षा की दृष्टि में सम्भवतः वह पर्याप्त नही हो सकती। रिपोर्ट के पैरा 2.3.1, 2.3.2 और 2.3.3 मे स्पष्ट रूप से उन क्षेत्रो को उजागर किया है जो बहुत अधिक विलम्ब होने से एवं विखडिंत सूचना के कारण प्रभावित हुए। लेखापरीक्षा एस ए पी पहुच पर जोर डाल रहा था क्योंकि ऑपरेटर द्वारा उपलब्ध कराई गई सूचना बार–बार अधूरी पाई गई और ऑपरेटर यह भी प्रमाणित नही कर रहा था कि उसके द्वारा उपलब्ध कराई गई सूचना पूरी (पैरा 2.3.2) थी। इसे ऑपरेटर के ध्यान में 13 जुलाई 2013 को लाया गया कि समर्पित अधिकारियों जिन्हें आँकड़े/प्रलेखों के अभिगमित करने हेतु लेखापरीक्षा के साथ काम करने के लिए पहचाना गया, वे या तो उपलब्ध नही थे या उनके पास एस ए पी प्रणाली में पर्याप्त अधिकरण नही था ताकि लेखापरीक्षा पूछताछ कर सके।

2.3.1.13. एम ओ पी एन जी ने अपने प्रतिउत्तर (जून 2014) में कहा *कि लेखापरीक्षा बताए कि उसे कौनसा डाटा नहीं मिला ताकि कान्ट्रेक्टर को आवश्यक निर्देश दिये जा सकें। डी जी एच ने लेखापरीक्षा को अनुरोध किया कि वह कान्ट्रेक्ट लागत को परिमाणित करें जिसकी लेखापरीक्षा नहीं कि जा सकी। जिससे कि वह लागत जिसका लेखापरीक्षा नही किया गया है उसकी अस्विकार्यता पर विचार किया जा सके।*

2.3.1.14. पैरा एस ए पी के उन भागों को जिनमें अभिगम नहीं था, स्पष्ट रूप से दर्शाता है। यद्यपि एम ओ पी एन जी ने लेखापरीक्षा का अपवाद अधिसूचित किया (28 नवम्बर 2011) जिसमें उसने कान्ट्रेक्टर को परामर्श दिया कि वह व्यापक लेखापरीक्षा को आसान करने के लिए प्रबन्ध निकाय में बदलाव लाए।

तथापि उसके पश्चात् लेखापरीक्षा अपवाद पर न तो एम ओ पी एन जी ने कोई क्रिया की न ही ऑपरेटर ने। पुनः कहा जाता है कि ऑपरेटर एस ए पी का संरूपण इस तरह से बनाए कि केजी–डीडब्ल्यूएन–98/3 ब्लॉक के सभी मोडयूलस का डाटा लेखापरीक्षा के लिए प्रस्तुत हो सके। इस मामले में सीमित पहुंच के कारण कॉनट्रैक्ट लागत को परिमाणित करना संभव नहीं है।

2.3.2 खरीद आदेश (पी. ओ.) की अधूरी सूची

2.3.2.1. लेखापरीक्षा ने विस्तृत जांच हेतू मामलों का चयन करने के लिये प्रतिचयन तकनीक का इस्तेमाल करता है। इसके लिये, लेखापरीक्षा ने 24 दिसंबर 2012 को ऑपरेटर से अनुरोध किया कि अनुबन्धों/खरीद/कार्य आदेशों जिनमें यू एस डॉलर 1 मिलियन या अधिक राशि शामिल हो, की सूची उपलब्ध की जाये। यह सूची ऑपरेटर द्वारा 10 जनवरी 2013 (सूची 1) को उपलब्ध कराई। इसके बाद लेखापरीक्षा ने 16 अप्रैल 2013 को ऑपरेटर से पुनः अनुरोध किया कि वर्ष वार सूची जोकि प्रत्येक अनुबन्ध/खरीद/कार्य/सेवा आदेशों के मूल्यों को दर्शाए और 2008–09 से 2011–12 के दौरान जारी किये गये हो, को उपलब्ध करवायें। ऑपरेटर ने (18 मई 2012) को सूची–2 उपलब्ध करवाई जोकि एस. ए. पी. से तैयार थी और के. जी. डी. डब्ल्यू. एन.– 98/3 ब्लॉक के लिये ओ. एल. ए., अनुबन्धों, पी ओ जारी आदेशों और आधार भूत आदेशों से संबंधित थी और एक अप्रैल 2008 और 31 मार्च 2012 के बीच जारी किये गये, और सभी ब्लॉकों के लिये आम सूची थी। इन सूचियों की तुलना एस. ए. पी. के लाईन–वार विवरण से करने से कई कमियों का पता चला। यह कमियां 17 जून 2013 को ऑपरेटर को सूचित की गई।

2.3.2.2. लेखापरीक्षा ने एक सूची स्वतंत्र रूप से एस. ए. पी. से तैयार की (सूची 4) और पाया कि 2552 अनुबन्ध ऑपरेटर द्वारा सूची 2 में उपलब्ध नहीं किये गए थे। इसके उत्तर में ऑपरेटर ने 27 अगस्त 2013 को यह कहा कि उन्होने आंकडों की समीक्षा की है और पी. ओ./ओ. एल. ए. की एक अन्य अद्यतन सपूंरक सूची उपलब्ध करवाई (सूची 3) और सूची 4 अपनी टिप्पणी के साथ वापिस कर दी।

2.3.2.3. इन चार (4) सूचियों की जांच से निम्न अन्य कमियों का पता चला जोकि ऑपरेटर को 15 अक्तूबर 2013 को बताई गई, ऑपरेटर ने यह उत्तर 31 जनवरी 2014 को दिया :

ए) लेखापरीक्षा को उपलब्ध करवाई गई सूची–2 में 14 ओ एल ए और 166 पी.ओ. जो यू.एस. डॉलर 1 मिलियन से अधिक थे सूची–1 में नहीं थे। ऑपरेटर ने उत्तर दिया कि *''सूची–1 में दिये गये ओ. एल. ए. और पी. ओ., एस. ए. पी. में प्रश्न के आधार पर नही थे बल्कि अनुबन्ध और पी.ओ. की हार्ड–कापी से हाथ से तैयार किये गये थे।''*

बी) सूची–3 मे 269 पी. ओ. और 74 ओ. एल. ए. शामिल थे जो पहले नही दिये गये थे। सूची –4 के 2552 पी. ओ. में से 113 पहले नहीं दिये गये थे। ऑपरेटर ने कहा कि *''सूची–2, एस. ए. पी. से तैयार की गई थी जिसमें 1.4.2008 से 31.3.2012 के दौरान जारी पी. ओ. /अनुबन्धों का इस्तेमाल किया था'', जो लेखापरीक्षा अवधि है, जबकि सूची–3 जो एस. ए. पी. से तैयार की गई उसमें पी. ओ./अनुबन्ध तिथियों 1.4.2008 से 31.3.2012 का इस्तेमाल किया गया था। ये सभी सूची–3 में "केजी. डी.–6 में "नई शामिल" या "आम में नई शामिल" के रूप में चिंहित की गई थी।''*

2.3.2.4. अतः ऑपरेटर ने 10 जनवरी 2013 को यह स्वीकार किया कि सूची–1 अपूर्ण थी। चार महीने के अंतराल के बाद 18 मई 2013 को उपलब्ध कराई, सूची–2 भी अपूर्ण थी। सूची–3, 27 अगस्त 2013 को 7 महीने के अंतराल के बाद उपलब्ध कराई गई। तब तक जैसा कि पैरा में दिया गया है जोकि एस ए पी पर पहुंच से संबंधित है, लेखापरीक्षा ने एस. ए. पी. पर पहुंच हेतु 'अनुरोध कर दिया था ताकि पी. ओ./ओ. एल. ए. की पूर्ण सूची प्राप्त की जा सके। 4 अक्टूबर 2013 को ऑपरेटर ने एस. ए. पी. की कुछ अतिरिक्त पहुंच उपलब्ध करवाई और लेखापरीक्षा पूर्ण पी. ओ./ओ. ए. एल. की सूची एस. ए. पी. से प्राप्त करने में सफल हुआ। जबकि तब भी एस.ए.पी. प्रणाली यह सूचना दे रहा था कि सूची अपूर्ण है क्योंकि प्राधिकारता की कमी है। (*परिशिष्ट*–3) में स्क्रीन शॉट दिया गया है) लेखापरीक्षा ने 17 जून 2013 को ऑपरेटर को पी. ओ./ओ. एल. ए. की सूची को प्रामाणित करने को कहा कि यह पूर्ण सूची है किंतु ऑपरेटर ने ऐसा नहीं किया।

2.3.2.5. 31 जनवरी 2014 को ऑपरेटर ने कहा कि पी. ओ./ओ. एल. ए. की सूची जोकि एस.ए.पी. से प्राप्त की गई है, में अंतर निम्न कारणों से है :

- *यद्यपि ''लेखापरीक्षा केवल के.जी.डी. 6 से संबंधित है और विशिष्ट अवधि से संबंधित है, एस.ए. पी. प्रणाली सभी वित्तीय वर्षों और सभी आर. आई. एल. ब्लॉकों में एक साथ इस्तेमाल होता है और इसके कई दस्तावेज है जोकि विभिन्न ब्लाको और लेखा अवधियों में आम है। आंकडे प्राप्त करने के लिये दी गई क्वैरी (प्रश्न) के विभिन्न मानदण्डों के आधार पर नतीजे/सूची में अंतर हो सकता है। सभी विक्रय आदेश और अनुबन्ध संख्यायें एस. ए. पी. प्रणाली द्वारा तैयार होती है और यह संख्याकरण एस. ए. पी. प्रणाली से ही तैयार होता है।*

- *इसके अतिरिक्त लेखापरीक्षा दल को ई. एंड पी. के लिये एस. ए. पी. प्रणाली का पूर्ण अभिगम, जिसमें सभी ब्लॉकों के प्लांट कोड और आम खरीद और सेवा हेतु प्लांट कोड सभी शामिल थे, दिया गया।*

- *यह नोट किया जाना चाहिए कि आर. आई. एल., सभी सामग्री और सेवाओं को जारी करने हेतु जिसमें सभी सामग्री और सेवा प्राप्तियों और बीजकों और भुगतानों के लेखों को दर्ज किया जाता है, एस. ए. पी. प्रणाली का प्रयोग करता है, अतः यह असंभव है कि कोई महत्त्वपूर्ण अनुबन्ध/पी. ओ. लेखापरीक्षा नमूना जांच से बच गई हो। अतः लेखापरीक्षा दल को सभी ओ एल ए, पी ओ बुनियादी आदेशों और जारी आदेशों को प्राप्त करने की पहुंच एस. ए. पी. प्रणाली के द्वारा प्रदान की गई। लेखापरीक्षा दल को पूर्ण एस. ए. पी. प्रणाली की पहुंच और सभी ब्लॉकों/क्षेत्रों के कोड के साथ सभी ओ. एल. ए., पी. ओ., बुनियादी आदेशों और जारी आदेशों की सूची उपलब्ध की गई।*

2.3.2.6. ऑपरेटर का दावा स्वीकार्य नही है क्योंकि

(ए) सूची–1,2 और 3 ही केवल ऑपरेटर द्वारा ही तैयार की गई और उपलब्ध करवाई गई। इसके साथ ही ऑपरेटर ने स्वीकार किया कि 2552 पी. ओ., जो सूची –4 में थे, इनमें से 113 पहले उपलब्ध नहीं कराये गये थे। अतः लेखापरीक्षा के पास तीन सूचियॉ थी पर कोई भी सूची यह सुनिश्चित नही करती थी कि उपलब्ध सूचियां पूर्ण है।

(बी) ई. एंड पी. के एस. ए. पी. प्रणाली पर अतिरिक्त पहुंच जिसमें सभी ब्लॉको के प्लांट कोड और आम खरीद और सेवा के प्लांट कोड शामिल थे, लेखापरीक्षा दल को केवल 4 अक्तूबर

2013 को अर्थात 8 महीने से अधिक के विलम्ब से उपलब्ध करवाई गयी। जैसा ऊपर बताया गया है अतिरिक्त पहुंच भी अपूर्ण थी क्योंकि एस. ए. पी. प्रणाली यह सूचना दे रही थी कि सूची प्राधिकारिता की कमी के कारण अपूर्ण थी।

(सी) ऑपरेटर से एक पूर्ण सूची का अनुरोध किया गया ताकि विस्तृत जांच हेतू अनुबन्ध के नमूने निकाले जा सके। पी. ओ./ओ. एल. ए. की सूचियों को प्राप्त करने का अधिकार ऑपरेटर ने 4 अक्तूबर 2013 को, जोकि अनुरोध के 8 महीने से अधिक समय के बाद, दिया। इस समय तक इस सूची के मांगने का उद्देश्य, जोकि नमूना चयनित करने का था, देरी के कारण समाप्त हो गया। इसके अतिरिक्त अगर सभी सामग्रियों और सेवाओं के आदेश, सभी सामग्रियों और सेवाओं के प्राप्ति के लेखे और बीजकों और भुगतानों को तैयार करने के संबंध में यदि एस. ए. पी. प्रणाली का उपयोग हुआ हो, तब भी तैयार की गई सूची प्राधिकारिता की कमी के कारण अपूर्ण होती।

2.3.2.7. 11 अप्रैल 2014 को ऑपरेटर ने एक प्रस्तुतीकरण में कहा *''1 अप्रैल 2010 को ऑपरेटर द्वारा इस्तेमाल की गई एस. ए. पी. प्रणाली को एक नये रूपान्तरण में स्थानांतरित किया गया– केवल खुले आदेश और संपत्तिसूची को नई प्रणाली में स्थानांतरित किया गया जिसके कारण दोनों प्रणालियों से आंकड़ों को एकीकृत करने में कठिनाई हुई, जोकि लेखापरीक्षा की अवधि में परस्पर व्याप्त हुई थी।''*

2.3.2.8. ऑपरेटर ने एम ओ पी एन जी को अपने उतर में (जून 2014) की स्थिति को दोहराते हुए यह भी कहा कि सिर्फ विभिन्न सूचियों में पाई गई गणना मतभेद से लेखापरीक्षा का यह कहना कि आडिट को जो सूचियॉं दी गई वे पूर्ण नही थी स्वीकार्य नही है। ऑपरेटर ने आडिट को यह आश्वासन भी दिया कि वह सारा खर्चा जो जे वी खाते में बुक किया गया है तथा लागत वसूली के लिए दावा किया गया है एस ए पी सिस्टम के द्वारा लेखांकित किया गया है तथा लेखापरीक्षा को जे वी किताबों व एस ए पी सिस्टम में पहुंच से सम्बन्धित पूरी सूचनाएँ/डाटा दिया गया।

2.3.2.9. लेखापरीक्षा के विचार गणना मतभेद पर आधारित नही थे जैसा कि उत्तर में ऑपरेटर द्वारा सुझाव दिया गया था। बल्कि पैरा सूचियों को अपूर्ण बताता है क्योंकि कुछ पी ओ बाद की सूची में सम्मिलित थे जो कि पहले की सूचियों मे नही थे इससे सिद्ध होता है कि पहले की सूचियॉं अपूर्ण थी। ऑपरेटर के लेखापरीक्षा को आश्वासन का सीमित महत्त्व है क्योंकि एस ए पी तक पहुंच सीमित थी। जैसा कि पहले ऊपर कहा गया है कि एस ए पी प्रणाली लेखापरीक्षा की समाप्ति के अंत में भी एक संदेश दे रही थी कि क्रय प्रलेखों की सूची सीमित प्राधिकरणों (*परिशिष्ट 3 में स्क्रीन शाटॅस*) के कारण अपूर्ण थी। समापन समारोह (21 जुलाई 2014) के दौरान ऑपरेटर ने पुष्टि की कि पी ओ/कान्ट्रेक्टो की पूर्ण सूची लेखापरीक्षा को उपलब्ध कराई गई। जैसा कि उपरोक्त 2.3.2.4 पैरा में ब्यौरा दिया गया है कि लेखापरीक्षा ने जब लेखापरीक्षा चल रही थी तो ऐसी पुष्टि के लिए कहा था। तब उसकी पुष्टि नही की गई थी। अब समापन समारोह के दौरान ऐसी पुष्टि असत्यापित रह जाएगी और इसलिए ऊपर दर्शाई गई स्थिति की दृष्टि में कम प्रयोग की होगी।

2.3.2.10. लेखापरीक्षा के समापन तक भी लेखापरीक्षा दल के पास पी. ओ. की पूर्ण सूची नही थी जिसके कारण विस्तृत जांच हेतू 'नमूने' का चयन, करने में बाधा हुई। इस कारण से यह संभव है कि कुछ पी. ओ. 'जनसंख्या' से बाहर रहे हो और इसलिये लेखापरीक्षा द्वारा विस्तृत जांच किये जाने के लिये न चुने गये हो।

2.3.2.11. एम ओ पी एन जी ने अपने उत्तर (जून 2014) में कहा कि लेखापरीक्षा कान्ट्रेक्ट लागत के हिस्सो को प्रतिवेदित कर सकती है जो *कि भुगतान साक्ष्य के अभाव के आधार पर अस्वीकृति के लिए अनुशंसित है।*

2.3.2.12 लेखापरीक्षा यह कहना पसन्द करेगा कि 'जनसंख्या' के बाहर पी ओ का मात्रा निर्धारण संभव नही है।

2.3.3 दस्तावेजों को उपलब्ध न करवाना

2.3.3.1. मई 2008 और सितंबर 2008 के मध्य प्रदान किये गये आई एन. आर. 386.10 मिलियन राशि के पाँच पी. ओ.[17] जोकि गाड़ीमोगा, आंध्र प्रदेश के अंतरिक सजावट के कार्यों के ठेके देने से संबंधित दस्तावेज थे, वे लेखापरीक्षा को उपलब्ध नही किये गये। इसके उत्तर में ऑपरेटर ने कहा (28 अक्तूबर 2013 और 15 फरवरी 2014) कि वे टेंडर फाइलें ढूँढ़ने में असमर्थ थे। ऑपरेटर ने एम ओ पी एन जी को (जून 2014) अपने उत्तर में बताया *"कॉन्ट्रेक्टर ने इन पांच अनुबंधों से संबंधित अनुबंध की प्रतियां और बीजकों की प्रतियां सहायक दस्तावेजों सहित दी।"* तथापि लेखापरीक्षा प्रप्ति प्रक्रिया का सत्यापन नहीं कर सका क्योंकि टेंडर से संबंधित फाईलों उपलब्ध नहीं करवाई गई।

2.4 नियामक और नियंत्रण मुद्दे

एम ओ पी एन जी और डी जी एच के अपनी अपनी भूमिका में अति विशिष्ट कर्तव्य है। एम ओ पी एन जी , पी एस सी की पार्टी है। अन्वेषण के मानदण्ड पैट्रोलियम भंडारों का उपयोग करने उत्पादन, आपूर्ति, वितरण, विपणन पैट्रोलियम की कीमत और नीतियों को तैयार करने तय करने आदि के लिये, उपचारी कार्यवाही करने का कार्य एम ओ पी एन जीको सौंपा गया है। डी जी एच का उत्तरदायित्व है कि वह पैट्रोलियम और प्राकृतिक गैस (पी एंड एन जी) क्षेत्र की ऊपरी गतिविधियों को नियमित करें और निरीक्षित करें और इस क्षेत्र में जी ओ आई को सलाह भी दें। डी जी एच को ऐसी जिम्मेदारियों का दायित्व भी था जैसे कि नेल्प को कार्यान्वित करना, पी एस सी संबंधित मामले, ई एण्ड पी गतिविधियों का निरीक्षण इत्यादि। अपनी भूमिका के कार्यो को प्रभावी ढंग से करना इस बात पर आधारित है कि अनुबंद्धित धाराओं का समयबद्ध रूप से कार्यान्वयन हो और अनुवीक्षण तंत्र का कार्य उचित ढंग से हो। जबकि लेखापरीक्षा ने पाया कि एम ओ पी एन जी/डी जी एच के स्तरों पर अनुवीक्षण तंत्र प्रभावी होना तो दूर पी एस सी की कुछ धाराओं को पूर्ण रूप से पालन, सुनिश्चित करने में असमर्थ था, जैसा कि विस्तार में नीचे चर्चा की गई है।

2.4.1 कार्य योजना और बजट (डब्ल्यू पी एंड बी) के अनुमोदन में देरियाँ

2.4.1.1. पी एस सी की धारा 5.10 और 10.11 के अनुसार आगामी प्रत्येक वर्ष से संबंधित अन्वेषण/विकास और उत्पादन प्रक्रिया डब्ल्यू पी एंड बी कॉन्ट्रेक्टर द्वारा एम सी के समक्ष प्रतिवर्ष 31 दिसंबर से पहले प्रस्तुत करना चाहिये। एम सी की जिम्मेदारी अन्वेषण मामले में समीक्षा तक ही सीमित है परन्तु विकास और उत्पादन प्रक्रिया के मामले में जिम्मेदारी में अनुमोदन भी शामिल है। पी एस सी धाराओं में पुनरीक्षित डब्ल्यू पी एंड बी को, यदि इसका उचित कारण हो, समीक्षा/अनुमोदनार्थ एम सी के समक्ष प्रस्तुत करने का प्रावधान है।

---

[17] *ओ. जी. 8/3661285, ओ. जी. 8/3661286, ओ. जी. 8/3661288, ओ. जी. 8/3661291 दिनांक 28 मई 2008 और ओ जी 8/3670127 दिनांक 4 सितंबर 2008*

2.4.1.2. डब्ल्यू पी एंड बी की प्रस्तुत करने की समय सीमा स्पष्ट रूप से तय की गई है ताकि यह सुनिश्चित किया जा सके डब्ल्यू पी एंड बी के/एम सी की समीक्षा का अनुमोदन अगले वित्त वर्ष के शुरू होने से पहले पूर्ण हो जायें ताकि कार्य का कार्यान्वयन और खर्च डब्ल्यू पी एंड बी के अनुमोदानुसार किया जा सके। डब्ल्यू पी एंड बी की प्रस्तुती और एम सी के अनुमोदन की तिथियां विभिन्न वर्षो में जहां देरियाँ का पता चला, तालिका 6 में सारांक्षित है।

तालिका 6 : डब्ल्यू पी एंड बी के अनुमोदन में देरी के मामलों

वित्तीय वर्ष	देय तिथि / प्रस्तुती की वास्तविक तिथि	एम सी द्वारा अनुमोदन	अनुमान (यू एस डालर मिलियन में)	वास्तवित खर्च (यू.एस. डालर मिलियन में)	टिप्पणी
2008–09 बजट अनुमान (बी ई)	31 दिसम्बर 2007 27 फरवरी 2008 2 माह की देरी	15 जुलाई 2008	4082	2749	वित्तीय वर्ष के शुरू होने के 3½ माह बाद डब्ल्यू पी एंड बी का अनुमोदन तब तक (जून अंत) ऑपरेटर ने यू एस डालर 565 मिलियन का खर्च कर लिया था।
2008–09 पुनरीक्षित अनुमान (आर ई)	लागू नही 15 जनवरी 2009	29 मई 2009	4363		पुनरीक्षित अनुमान का अनुमोदन वित्तीय वर्ष के समाप्त होने के दो माह बाद वास्तवित अनुमान (यू एस डालर 2749 मिलियन) के आधार पर किया गया।
2009–10 (बी ई)	31 दिसम्बर 2008 15 जनवरी 2009	29 मई 2009	2734	1929	वित्तीय वर्ष के आरंभ होने के दो माह के बाद बी ई 2009–10 की समीक्षा/अनुमोदन किया गया।
2009–10 (आर ई)	लागू नही 30 दिसम्बर 2009	29 नवंबर 2010	2789		एम सी ने आर ई का अनुमोदन संबंधित वित्तीय वर्ष समाप्त होने के आठ माह के बाद किया।
2010–11 (बी ई)	31 दिसम्बर 2009 30 दिसम्बर 2009	29 नवम्बर 2010	1039	470	वित्तीय वर्ष के शुरू होने के आठ माह के बाद बी ई को अनुमोदित किया गया। सितम्बर 2010 की तिमाही के अंत तक कॉन्ट्रेक्टर ने यू एस डालर 344 मिलियन बिना एम सी के अनुमोदन के खर्च किये।
2010–11 (आर ई)	लागू नही 29 दिसम्बर 2010	7 अगस्त 2012	1215		आर. ई. को वित्तीय वर्ष के समाप्त होने के 16 माह से अधिक समय के बाद अनुमोदित किया गया।
2011–12 (बी ई)	31 दिसम्बर 2010 29 दिसम्बर 2010	अनुमोदित नही	1547	392	बी. ई./आर. ई. को संबंधित वित्तीय वर्ष की समप्ति के चार माह से अधिक समय के बाद एक साथ अनुमोदित किया गया। इस बीच वर्ष के दौरान ऑपरेटर ने एम सी के अनुमोदन के बिना 392 मिलियन यू एस डॉलर पहले ही खर्च कर दिये थे।
2011–12 (आर. ई.)	लागू नही 28 दिसम्बर 2011	7 अगस्त 2012	563		

2.4.1.3. कुछ मामलों में पाया गया कि जैसे कि 2008–09 (बी. ई.) 2010–11 (बी. ई.) और 2011–12 (बी ई/आर ई) में, ऑपरेटर ने एम सी , के अनुमोदन से पहले ही व्यय किया। अन्य मामलों

में 2008–09 और 2009–10 के संशोधित अनुमानों का अनुमोदन वास्तविक खर्च के आधार पर संबंधित वर्षो के अंत में किया गया।

2.4.1.4. अक्तूबर 2011 में डी जी एच ने 2010–11 (आर ई) और 2011–12 (बी ई) डब्ल्यू पी एंड बी की जांच के दौरान कॉन्ट्रेक्टर को सूचित किया कि *''कॉन्ट्रेक्टर ने पहले ही कुछ लाइन मदों के लिये एफ. डी. पी. में अनुमोदित राशियों से अधिक किया। इसके अतिरिक्त'' डब्ल्यू पी एंड बजट 2011–12 (बी. ई.) जांच करते हुए अंतर की सफाई देने के लिए कॉन्ट्रेक्टर को समय–समय पर पर सलाह दी। जबकि कॉन्ट्रेक्टर ने अभी तक पूर्ण सूचना डी–1 और डी–3 तथा एम. ए. क्षेत्रों के लिये क्रमशः लगभग आठ माह और साढे तीन माह के अंतराल के बाद भी उचित स्पष्टीकरण के साथ उपलब्ध नही करवाई''। इसी तरह डब्ल्यू पी एंड बी के मूल्यांकन के लिये उठाई गई आपत्तियों का उत्तर देने सम्बन्धी कॉन्ट्रेक्टर ने कोई ठोस प्रयास भी नही किया। अतः समीक्षा और अनुमोदन में देरी हुई। इसके अतिरिक्त कॉन्ट्रेक्टर ने उनके कारण हुई देरी का स्पष्टीकरण देने के लिये वास्तविक रूप से गलत और अनुचित सूचनायें दी जोकि स्वीकार्य नही है''*।

2.4.1.5. उपरोक्त से यह पता चलता है कि इन चारों वर्षो में किसी में भी डब्ल्यू पी एंड बी वित्तीय वर्ष शुरू होने से पहले अनुमोदित नहीं किया गया। लेखापरीक्षा के विचार से डब्ल्यू पी एंड बी का अनुमोदन एम सी का मुख्य कार्य है। ब्लॉक के संचालन पर अनुवीक्षण एवं नियंत्रण स्थापित करने के लिए एम सी के पास उपलब्ध साधनों में से एक महत्त्वपूर्ण साधन डब्ल्यू पी एंड बी है। एम सी ने इस नियंत्रण का प्रभावी रूप से उपयोग नही किया। इसके कारण, संचालन गतिविधियों पर बजट/वित्तीय नियंत्रण अपर्याप्त रहा जिससे खर्च भी अनियंत्रित रहा।

2.4.1.6. लेखापरीक्षा टिप्पणी के उत्तर में डी जी एच ने कहा (सितम्बर 2013) कि *''विभिन्न कार्य विधियों के संबंध में जैसे कि अन्वेषण, मूल्यांकन, विकास और उत्पादन के संबंध में के जी डी–डब्ल्यू एन 98/3 ब्लॉक में ''वार्षिक कार्य योजना और बजट प्रस्ताव में तकनीकी वित्तीय उलझाव थे। अतः इसके लिये प्रबंधन कमेटी की समीक्षा/अनुमोदन से पहले बृहत विश्लेषण, करना अति आवश्यक था। अतः प्रस्ताव के मूल्यांकन हेतू अतिरिक्त सूचना/आंकडे/स्पष्टीकरण कॉन्ट्रेक्टर से प्राप्त किये गये, इस प्रक्रिया में अनुबंधित तकनीकी विषयों के अलावा अक्सर समय सीमा से अधिक समय लगा।''*

2.4.1.7. ऑपरेटर ने एम ओ पी एन जी को अपने उत्तर (जून 2014) में बताया कि *''ब्लॉक से उत्पादन सितम्बर 2008 में शुरू हुआ और उत्पादन और पैट्रोलियम संचालन जारी रखने के लिये व्यय किया गया। और अन्य बाद के सारे वर्षों के लिए कॉन्ट्रेक्टर ने पी एस सी द्वारा निर्धारित समय सीमा के अनुसार डब्ल्यू पी एंड बी कड़ाई से प्रस्तुत किया.....। इसलिए, विलंब, कार्य प्रणाली संबंधी मुद्दों और विकास योजना के कार्यन्वयन पर तकनीकी विसंगतियों के परिणामस्वरूप, था।''*

2.4.1.8. ड्राफ्ट लेखापरीक्षा प्रतिवेदन के उत्तर में एम ओ पी एन जी ने बताया (जून 2014) कि *पी एस सी ने डब्ल्यू पी एवं बी के वार्षिक अनुमोदन के लिए एम सी के भूमिका के कारण कोई समय सीमा निर्धारित नहीं की। डब्ल्यू पी एंड बी ने क्रियाकलापों के नियंत्रण पर नियंत्रण रखने के लिए छानबीन और विश्लेषण करवाया। इसलिए एम सी के लिए कड़ी समय–सीमा निर्धारित नहीं की जा सकी। एम सी सदस्यों में सर्वसम्मति का अभाव एम सी बैठक के कार्यवृत के सामयिक निष्कर्ष में बाधा बनती है यद्यपि प्रस्तावित कार्य प्रोग्राम और एम सी सदस्यों द्वारा बजट की तकनीकी जांच समय पर पूर्ण होती है।*

कोई भी कार्य योजना जो एम सी द्वारा अनुमोदित न हो लागत वसूली की हकदार नहीं होगी और एम सी द्वारा अनुमोदित कार्य योजना कार्यान्वित करना कॉन्ट्रेक्टर के लिए हितकर है। पी एस सी विशेषतः आर ई के प्रस्तुतीकरण के लिए मुहैया नहीं करवाती आर ई अन्य स्तर के नियंत्रण के लिए आरम्भ की गई है और एम सी आर ई का अनुमोदन बजट विहित कार्य योजना की समीक्षा के पश्चात करता है।

2.4.1.9. एम ओ पी एन जी के उत्तर का तथ्य के अनुसार अवलोकन होना है कि पी एस सी का अनुबंध जिसमें डब्ल्यू पी एंड बी का प्रस्तुतीकरण प्रत्येक वर्ष के संबंध में हर वर्ष 31 दिसम्बर तक स्पष्ट बताया गया था ताकि एम सी की समीक्षा/डब्ल्यू पी एंड बी का अनुमोदन 31 मार्च को तीन माह के समय में 1 अप्रैल अगले वित्तीय वर्ष के शुरू होने से पहले पूरी कर ली जाए। इसलिए अनुमोदन का समय अनिश्चित रूप से बढ़ाया नहीं जा सका। डब्ल्यू पी एंड बी को एम सी की अनुमोदन से पहले पैट्रोलियम क्रियाकलाप और खर्च करते हुए, लेखापरीक्षा का विचार था, कि इस संबंध में नियंत्रण प्रणाली व्यर्थ प्रतीत हुई।

2.4.1.10. एम ओ पी एन जी का दावा कि पी एस सी ने विशेष रूप से आर ई के प्रस्तुतीकरण के लिए पी एस सी के अनुच्छेद 5.12 और 10.14 के संदर्भ में देखा जाना है और संशोधन का प्रस्तुतीकरण वार्षिक डब्ल्यू पी एंड बी का एम सी की समीक्षा/अनुमोदन प्रदान करना है यदि परिस्थितियां उचित हो। इसलिए आर ई की समीक्षा/अनुमोदन वित्तीय वर्ष के बन्द होने से पहले अपेक्षित है।

2.4.1.11. 11 जुलाई 2014 को पी एस सी की प्रारूप लेखापरीक्षा प्रतिवेदन की चर्चा के लिए निकासी सम्मेलन के दौरान सचिव एम ओ पी एन जी ने उल्लेख किया कि *एम ओ पी एन जी के पास डी जी, डी जी एच से आशवासन प्राप्त था कि आगामी वर्ष से सुनिश्चित करेंगे कि डब्ल्यू पी एंड बी 31 दिसम्बर तक प्राप्त हो जाती है और जहां तक हो सके वे 31 मार्च तक इसका अनुमोदन करेंगे।*

लेखापरीक्षा सिफारिश 1 एम ओ पी एन जी/डी जी एच को भविष्य में डब्ल्यू पी एंड बी के समय पर अनुमोदन के लिए कार्रवाई करनी चाहिए ।

2.4.2 डी जी एच/एम सी की यू एस डॉलर 160.81 मिलियन राशि की लागत वसूली करने में असमर्थता

2.4.2.1. ऑपरेटर द्वारा तीन मूल्यांकन (अपरेजेल) कुंऐ खोदे गये और इस पर हुए व्यय को ऑपरेटर ने वर्ष 2010–11 में लागत वसूली के तौर पर दावा किया जैसे कि तालिका 7 में दिया गया है।

तालिका 7 : तीन गैस कुंओ पर हुआ व्यय

क्र.स.	कुंए का नाम	कुल व्यय की राशि (यू. एस. डॉलर मिलियन में
1.	ए डब्ल्यू 1	17.78
2.	ए आर 1	79.50
3.	ए के 3	60.54
कुल जोड़		**157.82**[18]

[18] *यह राशि (यू एस डॉलर 157.82 मिलियन) इसके पश्चात् 2012–13 तक और बढ़कर यू. एस. डॉलर 160.81 मिलियन हो गई*

2.4.2.2. पी. एस. सी. के अनुसार ''मूल्यांकन कार्यक्रम'' का अर्थ है, एक खोज का कार्यक्रम खोज के मूल्यांकन हेतु, जिसके फलस्वरूप वाणिज्यिकी की घोषणा (डी.ओ.सी) का प्रस्ताव तैयार किया जाता है। ''मूल्यांकन (अपरेजल) कुएं का अर्थ एक मूल्यांकित कार्यक्रम के अनुपालन हेतु खोदा गया एक कुआं है। इसके अतिरिक्त एक डी ओ सी प्रस्ताव, खोज की अभिसूचना की तिथि से तीन साल के अंदर प्रस्तुत किया जाता है, जोकि एम सी द्वारा समीक्षित मूल्यांकित क्षेत्र के अंतर्गत मूल्यांकन के पश्चात् किया जाता है। जबकि ए आर 1 और ए. डब्ल्यू.1 कुएं डी. ओ. सी. प्रस्ताव, जोकि डी–29, डी–30, डी–31 और डी–34 खोजों के संबंध में थे, को प्रस्तुत करने के बाद खोदे गये। ए के 3 कुँआ एम. सी. समिक्षित मूल्यांकित क्षेत्र के बाहर खोदा गया। अतः इन तीन कुँओं की खुदाई बिना एम. सी. की अनुमति से हुई थी।

2.4.2.3. परिणामस्वरूप पी. एस. सी. की शर्तो के अनुसार इन तीन कूँओ ए आर 1, ए. डब्ल्यू. 1 और ए के 3 पर किया गया व्यय लागत वसूली के योग्य नही थे। अतः डी. जी. एच. ने पत्र दिनाँक 3 जून 2010 के द्वारा इसकी लागत वसूली को मना कर दिया। इसके अतिरिक्त एम सी ने 7 अगस्त 2012 में हुई बैठक में इस व्यय को अस्वीकृत कर दिया। जबकि ऑपरेटर ने इस अस्वीकृति को नही माना और एम.ओ.पी.एन.जी./डी.जी.एच. को अनुरोध किया (अगस्त 2012 और फरवरी 2013) कि ए डब्ल्यू 1 और ए आर 1 स्थानों को रिंग मोरेटोरियन पालिसी[19] के अंतर्गत ले लिया जाये। डी. जी. एच. ने लेखापरीक्षा को अपने उत्तर में (सितम्बर 2012) में कहा कि तीन कुँओ का व्यय अस्वीकृत कर दिया गया है और एम. ओ. पी. एन.जी. को सूचित कर दिया गया है। सितम्बर 2013 में एम. ओ. पी. एन. जी. ने ऑपरेटर को सूचित किया कि इन तीन कुँओ को संचित व्यय, जोकि यू एस डॉलर 160.81 मिलियन है, को पेट्रोलियम लागत अधिकारों की गणना में से अस्वीकृत किया गया है।

2.4.2.4. इस तथ्य के बावजूद कि लागत वसूली को डी. जी. एच. और एम. सी. ने अस्वीकृत कर दिया, लेखापरीक्षा ने यह पाया कि ऑपरेटर ने इस लागत को वसूली हेतु अपने वर्ष 2011, 2012 और 2013 के लेखों में शामिल किया। एम. ओ. पी. एन. जी. के निर्णय को सूचित करने के पश्चात भी ऑपरेटर ने लागत वसूली के दावे को जारी रखा, जोकि 2013 के अंतिम लेखो में देखा जा सकता है। आजतक (जून 2014) एम. ओ. पी. एन. जी. अपने निर्णय को लागू करने में असमर्थ है।

2.4.2.5. ऑपरेटर ने एम ओ पी एन जी को अपने जवाब (जून 2014) में बताया कि *खोजों के मूल्यांकन हेतु तीन कुँओं की ड्रिलिंग तकनीकी आवश्यकता थी। ऑपरेटर ने तर्क दिया कि ष्यह भी नोट किया जाये कि कॉन्ट्रेक्टर के किसी 'मूल्यांकन कार्यक्रम या उसके पुनरीक्षण अथवा उसके परिवर्धन से संबंधित प्रस्ताव' के लिए पी एस सी के अनुच्छेद 6.5 (सी) में यह प्रावधान है कि एम सी केवल 'परामर्शदाता' है।*

2.4.2.6. लेखापरीक्षा के विचार से ऑपरेटर का उत्तर पी एस सी के अनुबंधित प्रावधानों के समरूप नहीं है क्योंकि किया गया व्यय निर्धारित प्रक्रिया के अनुसार नहीं था। डी ओ सी मूल्यांकन कार्यक्रम की

---

[19] *गहरे पानी के रिग्स उपलब्ध न होने के कारण, तय कार्य योजना पर विपरीत प्रभाव पड़ा। इसके परिस्वरूप एम. ओ. पी. एन. जी. ने (19.7.2010) गहरे पानी के क्षेत्रों में रिग अवकाश अर्थात् खुदाई स्थगन करना, की अनुमति दी। इस खुदाई स्थगत काल की अवधि तीन वर्ष की थी, एक जनवरी 2008 से 31 दिसंबर 2010 तक । डी. जी. एच. को नियमित रूप से कॉन्ट्रेक्टरों के सहयोग के साथ रिग की उपलब्धता/रिग के बंधन का ध्यान एक सहमत लाभ के लिए आवश्यक रूप में रखना था, ताकि रिग विलम्बन की स्वीकृति के पश्चात् खुदाई सुपुर्दगी संबंधित अन्वेषण समय में पूर्ण हो सके।*

खोजों का परिणाम था। एक समान खोजों को और अधिक मूल्यांकित करने के लिए डी ओ सी के प्रस्तुत करने के बाद इनमें से दो कुँओं को ड्रिल किया गया जिससे पता चलता है कि समय सीमा मूल्यवान नहीं है तथा डी ओ सी प्रस्ताव भी व्यापक नहीं था। जहाँ तक तथ्यों की बात है एम सी केवल परामर्शदाता है, यह उल्लेखनीय है कि जबकि एम सी मूल्यांकन कार्यक्रम के संदर्भ में केवल परामर्शदाता है, यह कोई भी व्यय करने के लिए अनुमति दाता है।

2.4.2.7. एम ओ पी एन जी ने असहमति को स्वीकारते हुए कहा (जून 2014) कि *''इन कुँओं की लागत, ऐसे मुद्दे जिन पर विवादास्पद कार्यवाही बकाया है जो पेट्रोलियम लाभ का बड़ा हिस्सा है उनको ध्यान में रखते हुए मूल्य को वसूलने के तरीकों के एम ओ पी एन जी द्वारा विचार किया जा रहा है।''*

2.4.2.8. यद्यपि डी जी एच ने 2010 में धन राशि नामंजूर कर दी थी, एम ओ पी एन जी ने 2013 तक कोई अंतिम निर्णय नहीं लिया। एम ओ पी एन जी अब 2014 में वसूलने की विधि को पुनः विचार कर रही है। लेखापरीक्षा विचार से यह इस बात को रेखांकित करता है कि नामंजूरी के प्रवर्तन में देरी हुई।

2.4.2.9. निर्गम सम्मेलन (जुलाई 2014) के दौरान एम ओ पी एन जी ने सूचित किया कि *धन राशि को वसूलने के लिए मैसर्स सी पी सी एल और मैसर्स गेल इंडिया को जुलाई 2014 मे के जी डी डब्लू एन–98/3 ब्लॉक के कच्चे तेल/कंडनसेट/प्राकृतिक गैस की बिक्री मुनाफा को सरकारी खाते में प्रेषित करने के निर्देष दिए गए हैं।*

लेखापरीक्षा सिफारिश 2 एम ओ पी एन जी यह सुनिश्चित करे कि तीन कुँओं की नामंजूर धनराशि 160.81 मिलियन डॉलर की वसूली हो।

2.5 पैट्रोलियम संचालन के अनुमोदन से संबंधित मामले

2.5.1 अन्वेषण, मूल्यांकन और छोड़ देना

2.5.1.1. सी. एंड ए. जी. की वर्ष 2011–12 के लेखापरीक्षा प्रतिवेदन संख्या 19, में बताया गया था, पी. एस. सी. की धाराओ[20] के विपरीत 25 *प्रतिशत,* प्रत्येक अनुबन्ध क्षेत्र[21] को छोड़े बिना ही कॉन्ट्रेक्टर को दूसरे और तीसरे अन्वेषण फेज[22] में शामिल होने दिया गया, और पूर्ण अनुबन्ध क्षेत्र का अधिकार, 'खोजे गये क्षेत्र' के रूप में फेज– I और फेज II के अंत तक भी रखने दिया गया। ऐसा रखने देना एम. सी. द्वारा जुलाई 2006 में स्वीकृत किया गया और बाद में एम. ओ. पी. एन. जी. द्वारा जुलाई 2008[23] में स्वीकृत किया गया।

---

[20] *पी. एस. सी. की अनुच्छेद 4.1. और 4.2*

[21] *संविदा क्षेत्र 7645 कि मी वर्ग क्षेत्र*

[22] *अन्वेषण फेज–1, 7 जून 2000 में शुरू हुआ जो चार साल चला (जिसमें वृद्धि की अवधि भी है) जोकि 6 जून 2004 तक थी और कॉन्ट्रेक्टर ने अनुच्छेद 3.5 पी. एस. सी. के आधार पर, 7 जून 2004 के आरंभ में फेज–।। में शामिल होना स्वीकार किया। अगले अन्वेषण फेज में, शामिल होने का निर्णय दूसरे फेज के अंत में लिया (6 जून 2005) और कॉन्ट्रेक्टर फेज–।।। में 7 जून 2005 में शामिल हुआ, जोकि 6 जून 2007 में समाप्त हुआ (15 जुलाई 08 तक वृद्धि के बाद)*

[23] *निर्णय पी एन सी मंत्रालय के पत्र दिनाँक 24 फरवरी 2009 के तहत प्रकट किया।*

2.5.1.2. तदानुसार लेखापरीक्षा ने यह सिफारिश की कि एम. ओ. पी. एन. जी. को पूर्ण अनुबंध क्षेत्र केजी–डी. डब्ल्यू. एन–98/3 के 'खोजे गये क्षेत्र' के रूप में पी. एस. सी. प्रावधानों के तहत तय करने की प्रक्रिया की समीक्षा करनी चाहिये और पहले और दूसरे अन्वेषण फेजो के समापन समय, तय 25 *प्रतिशत* त्यागे योग्य गये क्षेत्र को अंकित करना चाहिए, और उसके पश्चात, किसी बाद में की गई खोजों पर विचार किए बिना (जो पी एस सी प्रावधानों के अनुपालन न करने की स्थिति में अमान्य है), सही ढ़ंग से 'खोजे गये क्षेत्र' और उस भाग के खोदे गये कुएँ या कुँओं के साथ जोड़कर, अंकित करना चाहिए।

2.5.1.3. एम ओ पी एन जी ने विचार करने के बाद अक्तूबर 2013 में कुल 7645 वर्ग कि मी में से 6198.88 वर्ग कि मी क्षेत्र को तुरंत त्याग करने का आदेश जारी किया और कॉन्ट्रेक्टर को चार गैस/तेल क्षेत्रों[24] से संबन्धित पैट्रोलियम खनन पट्टा (पी एम एल) हेतु 1148.12 वर्ग कि मी पर अधिकार रखने दिया। अक्तूबर 2013 के आदेश में यह भी दिया हुआ था कि तीन अन्य खोजों के संबंध में जैसे कि डी 29, 30 और 31 के मामलों पर अलग से विचार किया जा रहा है और जी ओ आई ने यह अधिकार अपने पास रखा है कि आगामी कार्यवाही जो योग्य होगी वही की जायेगी। जबकि कॉन्ट्रेक्टर को इन तीन खोजो से संबंधित, अस्थाई पैट्रोलियम अन्वेषण लाइसेंस (पी. ई. एल.) के अंतर्गत 298 वर्ग कि. मी. पर अधिकार रखने दिया।

2.5.1.4. लेखापरीक्षा की सिफारिशों के आधार पर की गई कार्यवाही की समीक्षा में निम्नलिखित पता चला :

2.5.1.4.1. प्रथम और द्वितीय अन्वेषण फेज के अंत तक एम. ओ. पी. एन. जी. ने पूर्ण अनुबन्ध क्षेत्र को 'खोज क्षेत्र' के रूप में, पूर्ण रूप से अनुच्छेद 4.1 और 4.2 के अनुसार, भी अंकित करने की समीक्षा नही की थी। बल्कि त्याग करने का निर्णय पी. एस. सी. के अनुच्छेद 3.11 के आधार पर लिया गया जो बताता है, *''यदि अन्वेषण की अवधि के अंत पर एक वाणिज्यिक खोज के विकास की योजना प्रबंधन कमेटी द्वारा विचारणीय है, या पट्टे से संबंधित आवेदन सरकार के पास विचाराधीन है, क्रमशः अनुच्छेद 10.11 और 21 के तहत तो यह अनुबन्ध और लाइसेंस उस अनुबन्ध क्षेत्र के उस भाग के लिये मान्य रहेगा जो पट्टे के आवेदन से संबंधित है, जबतक कि प्रस्तावित विकास योजना और पट्टे के आवेदन पर निर्णय नही हो जाता, किंतु अनुबन्ध क्षेत्र के शेष भाग के संबंध में यह अमान्य और अप्रभावी हो जायेगा।''*

2.5.1.4.2. लेखापरीक्षा के विचार से, एम. ओ. पी. एन. जी.,/डी.जी.एच. ने फेज I और II अन्वेषण के समाप्त होने, जून 2004 और जून 2005 में, के बाद 25 *प्रतिशत* तय त्यागे गये क्षेत्र को अंकित करने के बाद, जैसा कि पिछली लेखापरीक्षा रिपोर्ट में सिफारिश की गई थी, की बजाय ब्लॉक की सभी 19 खोजो की स्थिति को ध्यान में रखकर अन्वेषण फेज–III के अंत में अनुच्छेद 3.11 के अंतर्गत निर्णय लिया।

2.5.1.4.3. यह नोट किया जाना चाहिये कि लेखापरीक्षा का यह विचार कि पूर्ण अनुबन्ध क्षेत्र, प्रथम और द्वितीय फेज के पूर्ण होने पर, एक खोजा गया क्षेत्र नहीं था और संबंधित सिफारिशें इस तथ्य को पुनः साबित करती है चूंकि जुलाई 2007 में कॉन्ट्रेक्टर ने डी–29, 30, 31 और 34 के मूल्यांकन

---

[24] *(डी–1 और डी–3), (डी–26), (डी–34) और (डी–2, 16, 19 और 22)*

कार्यक्रम प्रस्तुत करते समय 7645 वर्ग कि. मी. के समस्त क्षेत्र को डी 34 खोज की तिथि तक हुई खोजों से सम्बन्धित क्षेत्र को एक अलग खोज/मूल्यांकन एवं विकास क्षेत्र के रूप में रेखांकित किया। (तालिका 8)

तालिका 8 : ऑपरेटर द्वारा जुलाई 2007 में रेखांकित क्षेत्र

खोजों के अनुरूप रेखांकित क्षेत्र	क्षेत्र वर्ग कि. मी. में
अक्तूबर 2002 में अधिसूचित डी 1 डी 3 खोजों का विकास क्षेत्र	339
जनवरी 2003 और अक्तूबर 2005 के मध्य अधिसूचित उपग्रह खोजों (डी–4,6,7,8,16,19,22, और 23) के मूल्यांकन क्षेत्र के लिये	1729
डी 26 खोज, जो जून 2006 में अधिसूचित हुई थी, का खोज क्षेत्र	132
चार खोजो (डी 29, 30, 31 और 34 जो फरवरी और मई 2007 के मध्य अधिसूचित हुई), के मूल्यांकन कार्यक्रम हेतु खोज क्षेत्र	5445
कुल क्षेत्र	7645

2.5.1.4.4. उपरोक्त तालिका 8, जो जुलाई 2007 में ब्लॉक की स्थिति का सारांश है, दर्शाती है कि डी–26 खोज, अर्थात् जून 2006, के अधिसूचित होने तक भी केवल 2200 (339+1729+132) वर्ग कि. मी., संपूर्ण अनुबंधित क्षेत्र (7645 वर्ग कि मी) का 29 *प्रतिशत*, ही खोज/मूल्यांकन तथा विकास क्षेत्र था। अनुबंधित क्षेत्र, अर्थात् 5445 वर्ग कि.मी., के बड़े हिस्से (चार खोजों अर्थात् डी 29, डी 30, डी 31 तथा डी 34 से मेल खाता हुआ) की पहचान खोज क्षेत्र के रूप में कॉन्ट्रेक्टर द्वारा केवल जुलाई 2007 में ही हो पाई। इसलिए यह लेखापरीक्षा विचार को प्रमाणित करता है कि पहले तथा दूसरे अन्वेषण फेज जून 2004 तथा जून 2005 के अंत तक संपूर्ण अनुबंधित क्षेत्र खोज क्षेत्र नहीं था।

2.5.1.4.5. स्पष्टतः, कॉन्ट्रेक्टर पहली खोज से ही शुरू करके खोज क्षेत्र के अनुसार, यह रेखांकन कर सकता था। इसके पश्चात् एम ओ पी एन जी इस सूचना को लेखापरीक्षा की सिफारिशों को लागू करने के लिए भी प्रयोग में ला सकता था।

2.5.1.4.6. तथापि कॉन्ट्रेक्टर के दावे के आधार पर कि पूर्ण क्षेत्र एक खोज क्षेत्र है *(जोकि असत्य है, जैसे कि सी. एंड ए. जी. की 2011–12 के प्रतिवेदन संख्या 19, में विवरण दिया गया है)* एम सी ने जुलाई 2006 में स्वीकार किया कि संपूर्ण ब्लॉक क्षेत्र खोज क्षेत्र था। इसके अतिरिक्त एम. ओ. पी. एन. जी. ने 31 जुलाई 2008[25] में, के जी डी डब्ल्यू एन 98/3 ब्लॉक के पूर्ण अनुबन्ध क्षेत्र को खोज क्षेत्र के रूप में मानते हुए अनुमोदित किया जोकि निम्न शर्तो पर था :

(क) ऑपरेटर को के जी डी डब्ल्यू एन 98/3 के पूर्ण अनुबन्ध क्षेत्र को खोज क्षेत्र के रूप में द्वितीय और तृतीय अन्वेषण फेज में, अधिकार रखने हेतु दिया जायेगा।

(ख) खोजों के मूल्यांकन की समय सीमा 11 जुलाई 2006 से मानी जायेगी।

(ग) क्योंकि पूर्ण ब्लॉक क्षेत्र को खोज क्षेत्र के रूप में माना गया, अतः ब्लॉक क्षेत्र का मूल्यांकन तीन (3) वर्षों की समय सीमा में मूल्यांकित करना चाहिये जोकि उपरोक्त तिथि से शुरू होगा।

[25] *निर्णय एम ओ पी एन जी के पत्र दिनाँक 24 फरवरी 2009 के द्वारा सूचित किया गया।*

(घ) पी. एस. सी. की अन्य शर्तें और आदेश वही रहेंगे।

2.5.1.4.7. अतः, एम. ओ. पी. एन. जी. के निर्णय के आधार पर मूल्यांकन कार्य की समाप्ति पर जो एम सी द्वारा समीक्षित मूल्यांकन कार्यक्रम, 'खोज क्षेत्र' में, के अनुसार कॉन्ट्रेक्टर को चिन्हित विकास क्षेत्र के लिए केवल योजनाएं तैयार करनी थी और शेष क्षेत्र को, बिना किसी देरी के, पी. एस. सी. के अंतर्गत तय समय सीमा में, छोड़ना था।

2.5.1.4.8. तथापि लेखापरीक्षा ने देखा कि एम.ओ.पी.एन.जी./डी.जी.एच. ने यह आग्रह नहीं किया कि कॉन्ट्रेक्टर उसके द्वारा अनुमोदित शर्तों पर ही चले एवं मूल्यांकन गतिविधि ही करें। वास्तव में, लेखापरीक्षा ने पाया कि डी.जी.एच., जो एम.ओ.पी.एन.जी. की तकनीकी शाखा है, ने स्वयं यह मत दिया (मार्च 2009) किएम.ओ.पी.एन.जी. के निर्णय के कुछ भाग उपरोक्त क्रम सं. ख व ग के बिन्दुओं से संबंधित, कार्यान्वयन के योग्य नहीं थे। डी.जी.एच. ने एम.ओ.पी.एन.जी. को लिखा कि पूरे ब्लॉक का मूल्यांकन करना कठिन होगा क्योंकि खोज क्षेत्र किसी विशेष खोज से बध्य नहीं था जबकि मूल्यांकन कार्यक्रम एक विशेष खोज से विशिष्टतया संबंधित है। इस बारे में, लेखापरीक्षा ने देखा कि 'खोज क्षेत्र' संबंधित डी.जी.एच. की व्याख्या पी.एस.सी. के उपबंधों[26] के अनुसार नहीं थी *''जिनके अनुसार'' खोज क्षेत्र से कॉन्ट्रेक्ट क्षेत्र का वह भाग अभिप्रेत है जिसके बारे में खोज पर आधारित एवं ऐसे किसी भाग में खोदे गए कुंए या कुओं से प्राप्त परिणाम.....''* जिससे यह स्पष्टतया अन्तर्निहित है कि एक खोज क्षेत्र एक विशेष खोज से एवं उपरोक्त पैरा 2.5.1.4.3 और 2.5.1.4.4 में वर्णित स्थिति से भी मेल खाएगा।

2.5.1.4.9. एम ओ पी एन जी के निर्णय एवं उसके अप्रवर्तन को देखते हुए लेखापरीक्षा ने अन्वेषण व मूल्यांकन से संबंधित वर्तमान पी एस सी प्रावधानों का पुनर्वीक्षण किया। इस पर ध्यान दिया जाए किः

- पी एस सी एक खोज के सीढ़ीतर विकास तथा संबंधित खोज/विकास क्षेत्र की व्यवस्था करती है।
- अनुच्छेद 10.1 (सी) के अनुसार, कॉन्ट्रेक्टर एम सी को अधिसूचित करता है कि यदि खोज संभाव्य व्यावसायिक हित में है, कॉन्ट्रेक्टर पर्याप्त तथा प्रभावी मूल्यांकन हेतु डब्लू पी एंड बी के साथ एक प्रस्तावित मूल्यांकन कार्यक्रम तैयार करेगा तथा उसे एम सी को ऐसी अधिसूचना के 120 दिनों[27] के भीतर प्रस्तुत करेगा जो निम्नलिखित दोनों उद्देश्यों को प्राप्त करेगाः (i) बिना देरी निर्धारण और किसी भी स्थिति में अनुच्छेद 10.5 में निर्धारित अवधि में, क्या ऐसी खोज एक व्यावसायिक खोज है तथा (ii) विकास क्षेत्र के रूप में रेखांकित किए जाने वाले क्षेत्र की सीमाओं का तर्कसंगतता से निर्धारण; उसके पश्चात्, अनुच्छेद 21.5.4 के तहत खोज के अधिसूचित होने के तीन वर्षों[28] के भीतर डी ओ सी प्रस्ताव को प्रस्तुत करना होता है (एम सी द्वारा समक्षित मूल्यांकन कार्यक्रम के अनुसार खोज/मूल्यांकन क्षेत्र के मूल्यांकन की समाप्ति के पश्चात)।

---

[26] *पी एस सी प्रावधान 1.39*

[27] *तेल के संदर्भ में 120 दिन तथा गैस खोज के संदर्भ में एक वर्ष*

[28] *तेल खोज के संदर्भ में 30 महीने तथा गैस खोज के संदर्भ में 3 साल*

- यदि उक्त खोज के तीन वर्ष के अंदर कॉन्ट्रेक्टर द्वारा एम सी को कोई डी ओ सी प्रस्ताव प्रस्तुत नही करता है, तब कॉन्ट्रेक्टर ऐसी खोज विकसित करने के अधिकार से वंचित हो जाएगा एवं ऐसी खोज से संबंधित क्षेत्र को कॉन्ट्रेक्ट क्षेत्र से भी अलग रखा जाएगा।
- डी ओ सी के पश्चात् अनुच्छेद 21.5.6 के तहत विकास योजना प्रस्तुत करनी होती है। जब एम सी, डी ओ सी की समीक्षा कर देता है तथा विकास योजना अनुमोदित हो जाती है, विकास योजना में निहित वह खोज क्षेत्र विकास क्षेत्र माना जाता है। इसलिए, बाकी क्षेत्र को छोड़ देना चाहिए।

2.5.1.4.10. यदि कॉन्ट्रेक्टर उस क्षेत्र को नहीं छोड़ता एवं ऐसे क्षेत्र में खोज कार्य जारी रखता है तब, एन.ई.एल.पी.[29] की मंशा से विपरीत इसके परिणामतः जी.ओ.आई. भी खोज जोखिम की सहभागी बनेगी विशेषतया जहाँ, प्रारंभिक खोज काल में महत्वपूर्ण व्यावसायिक खोजें हुई हो। इससे शेष क्षेत्र की उपरान्त की पुनर्चक्रण में भी देरी होगी जहां फिर से बोली लग सकती है।

2.5.1.4.11. लेखापरीक्षा ने 2011–12 की लेखापरीक्षा प्रतिवेदन न. 19 में उल्लेख किया था कि *''डी. जी.एच. एवं एम.ओ.पी.एन.जी. ने समसामयिक ही ऑपरेटर के विभिन्न व्याख्यानों में साथ चलने का निर्णय लिया था– खोज गतिविधियों को जारी रखना, साथ ही साथ पूरे कॉन्ट्रेक्ट क्षेत्र को खोज क्षेत्र घोषित करना।''*

2.5.1.4.12. अतः, उपरोक्त पी.एस.सी. प्रावधानों, जुलाई 2006 में एम सी द्वारा स्वीकृत खोज क्षेत्र एवं जुलाई 2008[30] के एम.ओ.पी.एन.जी. के निर्णय का आशय है कि जुलाई 2006 तक हुई खोजों से संबंधित मूल्यांकन कार्यकलापों को छोड़कर पूरे 7645 वर्ग कि.मी. के खोज क्षेत्र में आगे कोई खोज गतिविधि नही की जानी चाहिए थी। के.जी.डी.डब्ल्यू.एन.–98/3 के मामले में, कॉन्ट्रेक्टर 'खोज क्षेत्र' में और अगली खोज गतिविधियाँ कर सका, जिसमे आठं[31] अन्वेषणात्मक कुएं एवं इन अन्वेषणात्मक कुओं के परिणामतः हुई खोजों के छः[32] मूल्यांकन खोज कुओं[33] को खोदना भी शामिल था *(परिशिष्ट–4)*

2.5.1.4.13. अतः, एम.ओ.पी.एन.जी. के निर्णय के लागू न होने से यू.एस डॉलर 427.03 मिलियन की लागत पर खोज क्षेत्र में इस ब्लॉक में हुई वाणिज्यिक खोजें, अर्थात डी 1 एवं डी 3, राजस्व लागत पर अन्वेषण गतिविधियाँ जारी रही।

2.5.1.4.14. ऑपरेटर (जून 2014) ने एम ओ पी एन जी को निम्न जवाब दिया :

लेखापरीक्षा की समझ के अनुसार..... पी एस सी में निहित शर्तों की परिभाषा तथा अर्थ जैसे 'खोज क्षेत्र', 'त्याग देना' तथा 'आँकलन' में भारी कमियाँ थी तथा उसमें निहित प्रावधानों का कोई आधार नहीं था..... पी एस सी के अन्तर्गत खोज क्षेत्र का सीमित उद्देश्य कॉन्ट्रेक्टर द्वारा अपने पास रखे गए

---

[29] *एन ई एल पी पी एस सी कि मूल विशेषता यह है कि कॉन्ट्रेक्टर इनाम की प्रतिशतता पर बोली लगाते है जिन्हें जी ओ आई हाईड्रोकार्बन ब्लॉक से प्राप्त करती है। कॉन्ट्रेक्टर शुरूआती अन्वेषण जोखिम उठाता है। अगर, हाइड्रोकार्बनो को खोजा नही जाता या थोड़े परिमाण में होते, जो राजस्व की प्राप्ति सृजित होती है वह उपगत लागत को पुनः प्राप्त नही कर सकता। यह जोखिम कॉन्ट्रेक्टर वहन करता है।*

[30] *एम ओ पी एन जी के द्वारा दिनांक 24 फरवरी 2009 को पत्र द्वारा सूचित किया।*

[31] *एम जी* 1, *एम बी* 1, *ए ए* 1, *क्यू* 1, *पी*2, *आर* 1, *एम के* 1, *और एल* 1.

[32] *बी ए* 1, *ए एस* 1, *ए आर* 2, *बी ए* 2, *ए वी* 1 *और ए बी* 1.

[33] *डी*29, 30, 31 *और*34.

क्षेत्र के अन्वेषण चरणों में आगे के लिए अन्वेषण हेतु क्षेत्र का निर्धारण करना हैं खोज क्षेत्र का निर्धारण आँकलन गतिविधियों को चलाने के लिए नहीं किया जाता क्योंकि पी एस सी का आशय विशेष खोज के आँकलन के लिए है।

आँकलन एवं अन्वेषण गतिविधियाँ विकास चरण के बाद भी एक उत्पादन क्षेत्र के जीवनकाल में जारी रहती है।

एम सी एवं सरकार के अनुमोदन के साथ और पी एस सी के प्रावधानों के तहत क्षेत्र को सख्ती से अपने पास रखा गया तथा इस कार्य के परिणामस्वरूप ज्यादा रिजर्व की खोज हुई जोकि पी एस सी की पार्टियों तथा देश के हित में थी।

2.5.1.4.15. खोज क्षेत्र तथा छोड़ देने के बारे में लेखापरीक्षा के विचार पी एस सी प्रावधानों से समर्थित है। इसलिए ऑपरेटर का लेखापरीक्षक की समझ के बारे में अभिकथन सही नहीं है। कॉन्ट्रेक्टर द्वारा जुलाई 2007 में डी जी एच को दिए गए खोज/आँकलन तथा विकास क्षेत्र (ऊपर दी गई तालिका 8 को संदर्भ में लाए) की स्थिति स्वयं लेखापरीक्षा के विचार की पुष्टि करती है कि पहले तथा दूसरे अन्वेषण चरण के अंत में संपूर्ण अनुबंधित क्षेत्र खोज क्षेत्र नहीं था।

2.5.1.4.16. त्यागने के अतिरिक्त, खोजे गए क्षेत्र का चित्रण क्षेत्र की व्यवसायिकता का पता लगाने और भविष्य में विकास क्षेत्र को दर्शाने में भी सहायता करता है। आगे, ऑपरेटर का तर्क कि खोजें गये क्षेत्र का निर्धारण मूल्यांकन गतिविधियाँ करने के लिए नहीं किया जाता है क्योंकि जैसाकि, विशेष खोज का मूल्यांकन, पी एस सी चाहती है परस्पर विरोधी है क्योंकि ऑपरेटर ने स्वयं 5445 वर्ग कि.मी. खोज क्षेत्र चार खोजों यानि डी29, डी30, डी31 और डी34 के अनुकूल के मूल्यांकन का कार्यक्रम (36 महीनों के लिए) उनकी व्यावसायिकता का पता लगाने के लिए प्रस्तावित किया था।

2.5.1.4.17. ऑपरेटर का तर्क कि अन्वेषण और मूल्यांकन गतिविधियाँ विकास चरण के बाद भी चालू रहती है, वर्तमान पी एस सी के किसी भी प्रावधान से समर्थित नहीं थी।

2.5.1.4.18. जैसा कि पहले ही ऊपर कहा गया है, एम सी एवं एम ओ पी एन जी की स्वीकृति पी एस सी के प्रावधानों के अनुसार नहीं थी। जहाँ तक हिस्सेदारों को सम्भावित लाभ के प्राप्त होने की बात है लेखापरीक्षा यह कहना चाहेगा कि इसका विचार अन्वेषण में बाधा डालना नहीं है बल्कि इस प्रकार की गतिविधियाँ एग्रीमेंटत्मक प्रणाली तथा कानूनी ढ़ाँचे के अंदर करनी चाहिए।

2.5.1.4.19. अपने उत्तर में (जून 2014) एम ओ पी एन जी ने ऐसा कहा :

- *पी एस सी का अनुच्छेद 4 कॉन्ट्रेक्टर के एग्रीमेंट क्षेत्र को चरणों में रखने एवं छोड़ने के अधिकार के बारे में है तथा यह कॉन्ट्रेक्टर द्वारा खोजे गये क्षेत्र को* I *एवं* II *अन्वेषण चरणों के अंत में आगे के अन्वेषण और संचालन के लिए रखने की अनुमति देता है। अनुच्छेद 3.11 एग्रीमेंट क्षेत्र के हिस्सों को अन्वेषण चरण के बाद भी विकास कार्यकलापों के लिए रखने के बारे में है। एम ओ पी एन जी ने उचित पी एस सी प्रावधानों को फैसले के अनुसार जैसा ठीक समझा लागू किया।*
- *सी ए जी के इस खोज क्षेत्र की तकनीकी मामलों पर भिन्न विचारों को लोक लेखा समिति के समक्ष पेश किया गया है, जहाँ दोनों पक्षों ने अपने विचार एवं प्रति विचार प्रस्तुत किए लोक*

लेखा समिति में इसके विपरीत अनुशंसा विचाराधीन होने तक, सी ए जी का इस तकनीकी मामले पर विचार सरकार के निश्चय की अवहेलना नहीं करता।

- *एम ओ पी एन जी ने, पी एस सी के* II *और* III *चरण के अन्वेषणों को अस्वीकृत करने और कॉन्ट्रेक्टर की प्रतिबद्धित न्यूनतम कार्य योजना जोकि प्रकृति में अवेषणात्मक है कि देयता से संबंधित प्रावधानों के संशोधन पर कोई निर्णय नहीं लिया था। ऐसा प्रतीत होता है कि लेखापरीक्षा ने एम ओ पी एन जी के पत्र को गलती से पी एस सी का संशोधन समझ लिया।*
- *जी.ओ.आई. के अन्वेषण जोखिम में हिस्सेदारी पर लेखापरीक्षा टिप्पणी के विषय में यह स्पष्ट किया जाता है कि सरकार पी एस सी के कार्यों के किसी जोखिम में हिस्सेदार नहीं है तथा सरकार केवल लाभ तथा उत्पादन की रॉयल्टी में हिस्से का उपार्जन करती है। लेखापरीक्षा का यह समझना कि सरकार का अन्वेषणात्मक जोखिम में हिस्सेदारी से सरकार की देयता बढ़ेगी, जोकि पी एस सी की मंशा नहीं है।*
- *दस्तावेज नहीं दर्शाते कि 15 जुलाई 2008 के बाद मूल्यांकन के अतिरिक्त कोई अन्वेषण किया गया था। अनुच्छेद 4 कॉन्ट्रेक्टर को चरण* II *और* III *में खोज को आगे उस खोज क्षेत्र में अन्वेषण करने के लिए रखने की अनुमति देता है। चरण* II *और* III *के आरम्भ होने के बाद, कॉन्ट्रेक्टर, पी एस सी के अनुच्छेद–3 के अनुसार अन्वेषण को कार्यान्वित करने और कम से कम अनुच्छेद 5.3 तथा 5.4 के अनुबंधित प्रतिबद्धित न्यूनतम कार्य योजना को पूरा करने के लिए देय है। पहली खोज के क्षेत्र को पूरे एग्रीमेंट क्षेत्र में विस्तारित होने के बावजूद प्रतिबद्धित न्यूनतम कार्य योजना को पूरा करने की कॉन्ट्रेक्टर की देयता माफ नहीं की जा सकती है।*
- *लेखापरीक्षा की व्याख्या कॉन्ट्रेक्टरों को अन्वेषण चरणों के दौरान अन्वेषण परिचालनों को कार्यान्वित करने और विभिन्न अन्वेषण चरणों में प्रतिबद्धित न्यूनतम कार्य योजना को पूरा करने की देयता से बचने का अनुचित लाभ देगा।*
- *यह निष्कर्ष कि एम ओ पी एन जी का फरवरी 2009 का फैसला नहीं लागू किया गया गलत है क्योंकि अन्वेषण चरण जुलाई 2008 में ही, यानि कि एम ओ पी एन जी के फैसले से काफी पहले ही, पूरा हो चुका था।*
- *लेखापरीक्षा को यह स्पष्ट करने की आवश्यकता है कि यदि चरण* II *और चरण* III *में की गई खोजों को अमान्य किया जाए जैसाकि सी ए जी द्वारा सुझाव दिया गया (पैराग्राफ 2.5.1.2 प्रारूप प्रतिवेदन का) और चरण* II *में एमए–26 खोज, जोकि पिछले 5 साल से उत्पादन में है तथा चरण* III *में डी–34 खोज, जिसका विकास कार्यक्रम एमसी द्वारा पहले ही अनुमोदित है, को सी ए जी की व्याख्या के अनुसार पी एस सी के तहत किस तरह समझा जाए।*

2.5.1.4.20. एम ओ पी एन जी की प्रतिक्रिया पर लेखापरीक्षा के विचार इस प्रकार है :

- एम ओ पी एन जी के अनुच्छेद 3.11 के अंतर्गत क्षेत्र छोड़ने का फैसला अब (अक्टूबर 2013) उचित होता यदि एम ओ पी एन जी ने यह फैसला केजी–डीडब्ल्यूएन–98/3 के पूरे एग्रीमेंट क्षेत्र का निर्धारण सही अर्थों में पी ए सी के प्रावधानों के तहत, खोज क्षेत्र के रूप में पुनर्विचार के बाद लिया होता तथा अनुबंधित 25 प्रतिशत छोड़े गये क्षेत्र का चित्रण जून 2004 तथा जून 2005 में पहले तथा दूसरे अन्वेषणात्मक चरण के पूर्ण होने पर किया होता तथा फिर सही तरीके से पी एस सी की परिभाषा के आधार पर खोज क्षेत्र में कुँए या खोदे गए कुँए से जोड़कर चित्रण किया होता। इसलिए, बाद के अन्वेषण चरणों में अनुबंधित छोड़ने के बिना पूरे

एग्रीमेंट क्षेत्र को खोज क्षेत्र मानने की अनुमति देना पी एस सी के प्रावधानों के अनुसार नहीं था जैसे एम ओ पी एन जी ने दावा किया।

- इस मामले पर पी ए सी की सिफारिशों के लंबित होने के संबंध में यह स्पष्ट किया जाता है कि क्योंकि यह बाद की कार्यवाही है इसलिए लेखापरीक्षा ने वर्तमान स्थिति को दर्शाया है।
- लेखापरीक्षा ने एम ओ पी एन जी के पत्र को पी एस सी के प्रावधानों का संशोधन नहीं समझा है जैसाकि एम ओ पी एन जी ने दावा किया है अपितु इसके जुलाई 2008 (फरवरी 2009 में व्यक्त किया) के फैसले को न लागू करने की कमी को तथा पी एस सी के मूल्यांकन को पूर्ण करने से संबंधित, डी ओ सी को प्रस्तुत (जुलाई 2009 तक) तथा विकास योजना और उसके बाद विकास योजना में सम्मिलित न किए गए बचे हुए क्षेत्र को पी एस सी की अनुबंधित समयसीमा के अनुसार न करने को उजागर किया गया है।
    - हालाँकि अनुच्छेद 3.5 (बी) पहले ही कॉन्ट्रेक्टर को अनुच्छेद 4 के तहत किसी बाद के अन्वेषण चरण के तहत न्यूनतम कार्य योजना के दायित्व से बचने की अनुमति देता है यदि पहले तथा दूसरे अन्वेषण चरण के अन्त में कॉन्ट्रेक्टर केवल खोज तथा विकास क्षेत्र को रखकर अगले अन्वेषण चरण में बढ़ने को नहीं चुनता।
- यह दोहराते हुए कि पूरे एग्रीमेंट क्षेत्र का खोज क्षेत्र के रूप में चित्रण गलत है, लेखापरीक्षा यह कहना चाहेगा कि इसकी व्याख्या कॉन्ट्रेक्टर को न्यूनतम कार्य योजना के दायित्वों से बचाने में मदद करने की ओर नहीं है बल्कि पैट्रोलियम संसाधनों के कुशल एवं शीघ्र मुद्रीकरण के लिए पी एस सी के लक्ष्यों की प्राप्ति के लिए है। यह इसलिए है क्योंकि :

    क. अन्वेषण चरण में अन्वेषण और मूल्यांकन संचालन दोनों सम्मिलित है।

    ख. एक खोज की घोषणा होने पर कॉन्ट्रेक्टर डीओसी/विकास योजना अनुबंधित पी एस सी समय सीमा के अंदर मूल्यांकन एवं प्रस्तुत करने के लिए बाध्य होता है।

    ग. जैसा कि उपरोक्त पैरा 2.5.1.4.9 में विवर्णित है, यदि अनुच्छेद 10.1(सी) के अनुसरण में कॉन्ट्रेक्टर एम सी को सूचित करता है कि खोज सम्भावित व्यावसायिक महत्व की है तो कॉन्ट्रेक्टर को खोज के विकास एवं खोज/विकास क्षेत्र के लिए कदम उठाने पड़ेंगे।

    घ. अनुच्छेद 21.5.1 अनुच्छेद 4.4 के साथ जाये, स्पष्ट रूप से कहता है अनुच्छेद 3 के प्रावधानों के बावजूद कॉन्ट्रेक्टर अनुच्छेद 21 के प्रावधानों के बशर्ते खोज क्षेत्र को रखने का अधिकार रखता है– यह अनुच्छेद खोज एवं अनुरूप खोज/विकास क्षेत्र का चरणों में विकास का प्रावधान रखता है।

2.5.1.4.21. इसलिए, एम ओ पी एन जी का जुलाई 2008/फरवरी 2009 का फैसला बताते हुए कि क्योंकि सम्पूर्ण ब्लॉक क्षेत्र, खोज क्षेत्र माना गया था, इसलिए ब्लॉक क्षेत्र का तीन साल के अन्दर मूल्यांकन किया जाना चाहिए लेखापरीक्षा के विचार को सत्यापित करता है कि पी एस सी के प्रावधानों के अनुसार जहाँ पर कॉन्ट्रेक्टर खोज घोषित करने के बाद खोज का खोज क्षेत्र के अन्दर मूल्यांकन करने के लिए तथा डीओसी/विकास योजना प्रस्तुत करने के लिए बाध्य है वहाँ पर चरणों में पैट्रोलियम

भण्डारों का विकास करना है एवं जहाँ विकास क्षेत्र नामांकित हो गया है वहाँ सारा एग्रीमेंट क्षेत्र जो विकास क्षेत्र में सम्मिलित नहीं है को छोड़ना है।

- लेखापरीक्षा यह समझता है कि सिवाय मूल्यांकन के तीसरे चरण के अन्वेषण यानि 15 जुलाई 2008 के बाद कोई भी अन्वेषण नहीं किया गया था। हालाँकि लेखापरीक्षा ने केवल केजी–डीडब्ल्यूएन–98/3 खण्ड के राजस्व के जोखिम में जुलाई 2006 के बाद खोज क्षेत्र में अन्वेषण गतिविधियों की अनुमति देने के बारे में कमी को बताया था।

- जहाँ तक कि एम ओ पी एन जी का उत्तर लेखापरीक्षा प्रारूप प्रतिवेदन के पैराग्राफ 2.5.1.2 के बारे में है यह असामान्य स्थिति केवल इसलिए उत्पन्न हुई क्योंकि एम सी/एम ओ पी एन जी द्वारा उचित समय पर छोड़ने के पी एस सी प्रावधानों को लागू नहीं किया गया। संयोगवश लेखापरीक्षा ने इस प्रतिवेदन में केवल जुलाई 2006 के बाद हुई उन अन्वेषण गतिविधियों पर टिप्पणी की है जिसमें एम ए–26 खोज शामिल नही है हालाँकि, जैसाकि 11 जुलाई 2014 को एम ओ पी एन जी के प्रतिनिधियों के साथ हुई निकास सम्मेलन में स्पष्ट किया गया था कि इस मामले में जो मुख्य मुद्दा उजागर किया गया था कि क्योंकि एम ओ पी एन जी ने जुलाई 2008/फरवरी 2009 में यह निश्चय किया था सम्पूर्ण क्षेत्र जुलाई 2006 से एक खोज क्षेत्र है इसका मूल्यांकन जुलाई 2009 तक करना था जबकि कॉन्ट्रेक्टर ने जुलाई 2006 के बाद भी खोज क्षेत्र में अन्वेषण गतिविधियाँ की थी।

- लेखापरीक्षा स्वभावतः अन्वेषण के विरूद्ध नहीं है। प्रारम्भ में अन्वेषण का जोखिम कॉन्ट्रेक्टर का है जब तक वहाँ पर व्यवसायिक खोज होती है व्यवसायिक खोज के बाद पी एस सी के प्रावधानों के अनुसार अन्वेषण जोखिम कॉन्ट्रेक्टर एवं जी.ओ.आई. के बीच में बांटा जाता है यदि अन्वेषण बिना छानबीन/बिना खोजे एग्रीमेंट क्षेत्र में किया जाता है।

- हालाँकि इस मामले में अन्वेषण खोज क्षेत्र में किया गया था जिसका केवल समय सीमा में मूल्यांकन करना था इसलिए जी.ओ.आई. को अनुचित ढंग से विद्यमान ब्लॉक की व्यवसायिक खोजों के अन्वेषण जोखिम में हिस्सेदार बनाया गया।

2.5.1.4.22. अतः उपरोक्त विचारित पी एस सी के प्रावधानों, खोज क्षेत्र की जुलाई 2006 में एम सी स्वीकृति और एम ओ पी एन जी का जुलाई 2008[34] के फैसले, को ध्यान में रखते हुए लेखापरीक्षा का यह विचार है कि खोज क्षेत्र में आगे अन्वेषण गतिविधियाँ (जिसमें आठ[35] अन्वेषण कुँओं की खुदाई तथा उन अन्वेषण कुओं के परिणामस्वरूप हुई खोजों[37] के छः[36] मूल्यांकन कुओं[37] पर हुए यू एस डालर 427.03 मिलियन का खर्च शामिल था) अनुचित ढंग से ब्लॉक में हुई व्यवसायिक खोज के राजस्व जोखिम पर की गई।

---

[34] *एम ओ पी एन जी के पत्र दिनाँक 24 फरवरी 2009 द्वारा बताया गया।*

[35] *एम जी 1, एम बी 1, ए ए 1, क्यू 1 पी 2, आर 1, एम के 1 और एल 1*

[36] *बी ए 1, ए 1, ए आर 2, बी ए 2, ए वी 1, और ए बी 1*

[37] *ड्री*29, 30, 31 *और* 34.

लेखापरीक्षा सिफारिश 3 ऐसे हालात में सामान्यतः यू.एस. डॉलर 427.03 मिलियन की सम्पूर्ण धनराशि की लागत वसूली को अस्वीकृत करना चाहिए क्योंकि ये गतिविधियाँ पी एस सी के प्रावधानों के अनुसार नहीं थी हालाँकि व्यवहारिक दृष्टिकोण से यह विचार रखना चाहिए कि अन्वेषण डी–34 से व्यवसायिक खोज हुई है जिसके लिए विकास योजना पहले ही अनुमोदित की गई है। अन्य तीन मामलों यानि डी–29, डी–30 और डी–31 खोजों में व्यवसायिकता के पुनर्विचार को अंतिम रूप दिया जा रहा है। इस अवस्था में, राष्ट्रीय हित एवं ऊर्जा सुरक्षा को ध्यान में रखते हुए लेखापरीक्षा यह सिफारिश करती है कि एम ओ पी एन जी को ऊपर बताए गए कुँओं में से केवल उन कुँओं के अन्वेषण मूल्य की हिस्सेदारी को मानना चाहिए जिनके परिणामस्वरूप व्यवसायिक खोज हुई तथा बाकी बचे कुओं से सम्बन्धित यू.एस. डॉलर 118.99 मिलियन की ऑपरेटर द्वारा की गई लागत वसूली को अस्वीकृत कर देना चाहिए। जहाँ तक डी–29, डी–30 और डी–31 खोजों के कुँओं की लागत का सवाल है, क्योंकि डी ओ सी से संबंधित मामला एम ओ पी एन जी के विचाराधीन है इसे भी अस्वीकृति के लिए विचार करना चाहिए यदि यह बाद में व्यवसायिक रूप से व्यवहार्य नहीं पाया जाता।

2.5.2 व्यावसायिकता की घोषणा (डी.ओ.सी.) का प्रस्ताव

2.5.2.1. पी.एस.सी. के अनुच्छेद 10.5 व 21.5.4 के तहत, ऑपरेटर ने एम.सी. पुनरीक्षण के लिए (फरवरी 2010 में) डी. 29,30,31 व 34 खोजों के लिए डी.ओ.सी. प्रस्ताव प्रस्तुत किया।

2.5.2.2. डी.ओ.सी. का मूल्यांकन एक तकनीकी एवं आर्थिक विश्लेषण है जो संबद्ध तकनीकी व आर्थिक आंकड़े जिसमें अनुमानित वसूली योग्य निधि भी है, धारणीय उत्पादन स्तरों, अनुमानित विकास उत्पादन लागतें, वर्तमान एंव पूर्वानुमानित मूल्यों एवं अच्छे अंतर्राष्ट्रीय पैट्रोलियम उद्योग प्रक्रियाओं एवं साथ ही सभी मूल्यांकनों के अन्य उपयुक्त आर्थिक एवं तकनीकी कारकों, ऐसे आंकड़े की व्याख्या एवं विश्लेषणों एवं कॉन्ट्रेक्टर द्वारा, या उसके लिए तैयार की गई सम्भाव्य अध्ययनों पर आधारित है।

2.5.2.3. प्रस्ताव का मूल्यांकन करते हुए डी.जी.एच. व कॉन्ट्रेक्टर ने कई मुद्दों जिसमें भंडार, उत्पादन एवं वित्त/तकनीक आर्थिक्य पर सफाइयाँ भी शामिल है, पर विमर्श किया। डी जी एच ने खोजों के उत्पादन रूपरेखा के अभिनिश्चयन पर जोर दिया। यह पाया गया कि ऑपरेटर द्वारा किये गये मोडुलर डायनामिक टैस्ट (एम डी टी), एकल कुंआ परीक्षण दरें उपलब्ध नहीं कराई गई जिससे कि दीर्धकालीन उत्पादन स्तरों को अभिनिश्चित किया जा सके जो कि खोजों की वाणिज्यकता के मूल्यांकन के लिए आवश्यक था। बल्कि, कुएं परीक्षण आंकड़े/दर की आवश्यकता के लिए, ऑपरेटर ने स्वयं यह स्वीकारा कि *''एम.डी.टी. के आधार पर भेद्यता की नियुक्ति विश्वसनीय नहीं है।''* ऑपरेटर द्वारा प्राप्त किए एम.डी.टी. आकड़ों में केवल भंडार दाबांक एवं पाए गए द्रव्य ही थे। चूंकि डी.ओ.सी. में ऑपरेटर द्वारा विचारित उत्पादन दरों को प्रमाणित करने के लिए खोज कुओं के समूहों में कोई भी मूल्यांकन कुएं नहीं खोदे गए थे, अतः डी.जी.एच. को लगा कि कुओं में एम.डी.टी./ड्रिल स्टेम टेस्ट (डी.एस.टी.) किए बिना जो रूपरेखा बनाई गई उसका कोई युक्त तकनीकी आधार नहीं था। इसलिए, डी जी एच ने पाया कि एक विश्वसनीय उत्पादन रूपरेखा के अभाव में, आर्थिक विश्लेषण नहीं किया जा सका था। और, डी.जी.एच. द्वारा आर्थिक व्यवहार्यता मुद्दे पर स्पष्टीकरण करते हुए, ऑपरेटर ने 04 जून 2010 के डी. जी.एच. को लिखे पत्र में कहा कि *''इसमें कोई शक नहीं कि इन खोजों का विकास, जो सीमान्त किस्म की है,..... यू.एस. डॉलर 4.2 एम.एम.बी.टी.यू. पर व्यवहार्य नहीं है।''*

2.5.2.4. चूंकि डी.ओ.सी. ने व्यक्तिगत परीक्षण दरे नहीं दी एवं धारणीय उत्पादन स्तर नहीं दिखा सका, अक्टूबर 2010 में, डी.जी.एच. ने ऑपरेटर को प्रेषित किया कि चार गैस खोजों की डी.ओ. सी. की समीक्षा नहीं हो सकी। तत्पश्चात नम्बर 2010 में, ऑपरेटर ने अतिरिक्त परीक्षण

आंकड़े/जानकारी निवेदित की। लेकिन, यह आंकड़े केवल डी.34 गैस खोज से संबद्ध थे। अन्ततः, नम्वबर 2011 में, परीक्षण आंकड़ों व तदुपरान्त की बैठकों एवं पत्राचार के आधार पर, एम.सी. ने डी.34 खोज के लिए डी.ओ.सी. प्रस्ताव की पुनः समीक्षा की परन्तु डी.29 डी30 व डी31 के लिए, एम.सी. ने डी. जी.एच. के विचारों को पुन व्यक्त किया एवं कहा कि, *''उत्पादन परीक्षणों के अभाव में, जो भंडार से धारणीय उत्पादन स्तरों को दिलाते हैं, खोजों डी.29 डी30, व डी31 की व्यावसायिकता का मूल्यांकन नहीं हो सका।''*

2.5.2.5. मई 2012 में, एम.सी. बैठक की सूचना जारी करते हुए, ऑपरेटर ने एम.सी. को डी.29, डी30 व डी31 के डी.ओ.सी. की समीक्षा को पूर्ण करने लिए निवेदन किया। उसके बाद एक पश्चात की एम.सी. बैठक (अगस्त 2012) में एम.सी. ने ऑपरेटर को इन खोजों के लिए परीक्षण आंकड़ों को बनाने व प्रस्तुत करने की सलाह दी। तत्पश्चात, ऑपरेटर ने 6 अक्टूबर 2012 व 21 नंवबर 2012 को तीन में से केवल एक खोज में ही टेस्ट (डी.एस.टी.) करने का प्रस्ताव प्रस्तुत किया। ऑपरेटर ने यह और कहा कि डी.एस.टी. के एक कुएं के लिए ऐसे परिणाम दूसरे दो कुओं पर भी लागू होना चाहिए। डी.जी.एच. ने हालांकि ऑपरेटर के एक खोज कुएं में डी.एस.टी. करने के प्रस्ताव का समर्थन किया, उन्होंने ऑपरेटर से आगे 27 नंवबर 2012 में कहा कि अन्य दो कुओं के लिए भी सतह प्रवाह परीक्षण की योजना भी प्रस्तुत करें।

2.5.2.6. पर्याप्त मूलांकन पत्राचार व स्पष्टीकरणों के बाद डी.जी.एच. इस नतीजे पर पहुॅचा कि इन तीन खोजों की डी.ओ.सी. स्वीकार योग्य नहीं पाई गई। ऑपरेटर ने मामले को पुनः खोलने का आग्रह किया व डी.एस.टी. के लिए प्रस्ताव प्रस्तुत किया। तो भी, ऑपरेटर ने वह नहीं किया और बाद में यह तर्क दिया कि पी.एस.सी. के अनुसार (क) डी.एस.टी. अनिवार्य नहीं था, (ख) कॉन्ट्रेक्टर को अधिकार है कि वह अपने तकनीकी निश्चय के आधार पर डी.एस.टी. की आवश्यकता का निर्धारण करे व (ग)यह ही एकमात्र परीक्षण नही था। इस बारे में लेखापरीक्षा जांच से यह ज्ञात हुआ किः

- प्रारम्भ में, अगस्त 2012 की एम सी बैठक के उपरांत तीन खोजों के लिए ऑपरेटर द्वारा कोई उत्पादन परीक्षण आंकड़े उपलब्ध नहीं कराये गए।
- बाद में, एक कुएं के लिए ऑपरेटर द्वारा स्वंय प्रस्तावित डी एस टी प्रारम्भ नहीं किया गया। फरवरी 2014 तक भी यह प्रारम्भ नहीं किया जा सका।
- इस संदर्भ में, यह भी ध्यान रखा जाए कि पी.एस.सी. प्रावधानों के अनुसार, डी.ओ.सी. का पुनिरीक्षण करते हुए, एम.सी. द्वारा कोई अतिरिक्त जानकारी मांगी जाए जो उचित रूप से आवश्यक हो जिससे कॉन्ट्रेक्टर द्वारा किए प्रस्ताव का पुनिरीक्षण पूरा किया जा सके। डी.ओ.सी. के पुनरीक्षण के लिए पी.एस.सी. द्वारा प्रदत्त समय सीमा अगस्त 2010 में खत्म हो गई लेकिन चूंकि ऑपरेटर ने मामले को फिर से खोला, वह कुछ भी आवश्यक स्पष्टीकरण देने को बाध्य था। अतः ऑपरेटर इस मांग को अस्वीकार नहीं कर सकता था।
- जून 2014 तक, एम सी द्वारा, इन तीन खोजों के लिए डी ओ सी का पुनरीक्षण पूरा नही किया जा सका।

2.5.2.7. 15 अप्रैल 2013 को, एम ओ पी एन जी को कॉन्ट्रेक्ट क्षेत्र के त्याग का प्रस्ताव निवेदित करते हुए, डी.जी.एच. ने यह भी प्रस्ताव किया कि इन तीन खोजों से संबंधित क्षेत्र भी छोड़ दिया जाए।

अपने प्रस्ताव में, डी.जी.एच. ने फिर दोहराया कि अभी उस समय तक, इन खोजों के लिए ऑपरेटर द्वारा कोई उत्पादन परीक्षण आंकड़े उपलब्ध नहीं कराए गए। और, डी.जी.एच. ने बताया कि क्योंकि सतह प्रवाह परीक्षण एक पी.एस.सी. आवश्यकता थी, डी.ओ.सी. की एम.सी. द्वारा समीक्षा नहीं की जा सकती थी। इसके अलावा, ऑपरेटर एक अधूरे डी.ओ.सी. प्रस्ताव का हवाला देकर कॉन्ट्रेक्ट क्षेत्र के एक भाग को अनिश्चित लम्बे काल के लिए नहीं रख सकता था। उन तीन खोजों के लिए एक वैध डी.ओ. सी. निवेदित करने की समय सीमा, पहले ही पूरी हो चुकी थी[38]।

2.5.2.8. तत्पश्चात्, एम ओ पी एन जी में मामले के परीक्षण के बाद एवं डी.जी.एच. एवं कॉन्ट्रेक्टर के साथ विमर्श के बाद, सचिव, एम.ओ.पी.एन.जी. द्वारा मंत्री, एम.ओ.पी.एन.जी. को 30 अगस्त 2013 को डी 29, डी 30 और डी 31 से संबंधित क्षेत्र को छोड़ने का प्रस्ताव प्रस्तुत किया गया। अन्ततः अक्टूबर 2013 में प्रस्ताव पर चर्चा करते हुए मंत्री (पी.एन.जी.) ने पाया *(डी 29, डी 30 और डी 31 की खोजों से संबंधित)* कि *''कॉन्ट्रेक्टर और डी.जी.एच. के बीच एक स्पष्ट वैचारिक मतभेद है कि क्या पी. एस.सी. के तहत डी.एस.टी. एक अनिवार्य आवश्यकता है या नहीं। इनमें से किसी की भी व्याख्या को हटाना मुश्किल है ..... एक सही और संतुलित पहुँच के लिए कॉन्ट्रेक्टर को डी.एस.टी. करने के लिए अनुमत किया जा सके और इन परीक्षणों के परिणामों के आधार पर डी.ओ.सी. की समीक्षा कर सकें। परिणामों के आधार पर मामले को सभी तथ्यों व परिस्थितियों को समझाते हुए सूचनार्थ सी.सी.ई.ए. (कैबिनेट कमेटी आर्थिक मामलों पर) के समक्ष प्रस्तुत किया जाये।''*

2.5.2.9. अतः, अक्टूबर 2013 में, के.जी.–डी.डब्ल्यू.एन. 98/3 क्षेत्र के कॉन्ट्रेक्ट क्षेत्र को छोड़ने संबंधित आदेश देते हुए, एम.ओ.पी.एन.जी. ने एक प्रायोगिक पी.ई.एल. के तहत डी 29, डी 30 व डी 31 खोजों के लिए कॉन्ट्रेक्टर को 298 वर्ग कि.मी. कॉन्ट्रेक्ट क्षेत्र अपने पास ही रखने की अनुमति दी क्योंकि मामला अलग से जी.ओ.आई. द्वारा भी विचाराधीन था।

2.5.2.10. लेखापरीक्षा ने देखा कि यह निर्णय डी.जी.एच. की तकनीकी सलाह के विरूद्ध था एवं इसका एक महत्वपूर्ण वित्तीय प्रभाव होगा क्योंकि तीन खोजों के लिए डी.एस.टी. की गतिविधि एवं बजट, यू.एस. डॉलर 100 मिलियन की अनुमानित कुल लागत को ऑपरेटर द्वारा (दिसंबर 2013 में) वित्त वर्षों 2013–14 (आर.ई) और 2014–15 (बी.ई) के डब्ल्यू.पी. एवं बी में शामिल किया गया था। ऑपरेटर ने डी.जी.एच. से डी.एस.टी. के लिए समय भी अनुमोदित कराने की मांग की (10 जनवरी 2014)। बदले में, डी.जी.एच. ने मामले को एम.ओ.पी.एन.जी. को सम्बोधित कर दिया। फरवरी 2014 तक, इस मामले पर कोई भी निर्णय नहीं किया गया था, कि क्या वर्तमान पी.एस.सी. प्रावधानों के तहत डी.एस.टी. का मूल्य वसूली योग्य है या नहीं। फरवरी 2014 तक मामला सी.सी.ई.ए. को प्रस्तुत नहीं किया गया था।

2.5.2.11. लेखापरीक्षा के अनुसार इन तीन खोजों के लिए डी.ओ.सी. के प्रस्ताव की समीक्षा को अन्तिम रूप देने में अनावश्यक विलम्ब हुआ जो एन.ई.एल.पी. के हाईड्रोकार्बन संसाधनों के त्वरित मुद्रीकरण के उद्देश्य के विरूद्ध है।

2.5.2.12. ऑपरेटर ने अपने जवाब में एम ओ पी एन जी (जून 2014) को बताया कि *''डी जी एच की यह धारणा कि परिभाषा में उल्लेखित होने के कारण डी एस टी अनिवार्य है एक स्पष्ट निरर्थक*

---

[38] *पी एस सी की धारा 21.5.4 के अंतर्गत, खोज के तीन वर्ष के अंदर डी ओ सी के लिए एक प्रस्ताव प्रस्तुत करने की जरूरत है।*

निष्कर्ष की ओर ले जाता है कि डी एस टी किये बिना कॉन्ट्रेक्टर खोज को भी अधिसूचित नहीं कर सका।''.

2.5.2.13. इस संदर्भ में, लेखापरीक्षा यह कहना चाहेगा कि पी एस सी का अनुच्छेद 10.5 यह कहता है कि *''कॉन्ट्रेक्टर कच्चे तेल की खोज के संदर्भ में कॉन्ट्रेक्टर प्रबंधन समिति को लिखित में सूचित करेंगें..... चाहे ऐसी खोज वाणिज्यक खोज घोषित की जानी चाहिए या नहीं। ऐसी अधिसूचना में, की जाने वाली खोज संबन्धित तकनीकी और आर्थिक आंकड़े जिसमें अनुमानित वसूली योग्य रिजर्व, दीर्घकालीन उत्पादन स्तर, अनुमानित विकास और उत्पादन खर्चे, वर्तमान और पूर्वानुमानित कीमतें और अन्य उपयुक्त तकनीकी और आर्थिक कारक, पर रिपोर्ट सम्मिलित हो जो कि खोज और कोई अन्य संबंधित सूचना के संदर्भ में कॉन्ट्रेक्टर द्वारा, या उसके लिए तैयार किये गये खोज संबंधी संभावित अध्ययन, आंकड़ों का विश्लेषण व्याख्यात्मक मूल्यांकन तथा साथ ही साथ गुड इंटरनेशनल पैट्रोलियम इंडस्ट्रीज प्रोक्टसजें के अनुसार हो।''* इसके बाद, *अनुच्छेद 10.2 कहता है कि ''यदि कॉन्ट्रेक्टर खोज के संबंध में खुले छिद्र में या छिद्रित केसिंग के द्वारा ड्रिल स्टेम या उत्पादन परीक्षण करने का निश्चय करता है तो यह सरकार को अधिसूचित करना चाहिए।''*

2.5.2.14. अतः यह डी एस टी का मुददा नहीं है परन्तु चाहे किसी भी तरह मान्य हो, ऑपरेटर दीर्घकालीन उत्पादन स्तरों के लिए पर्याप्त साक्ष्य दिखाने में समर्थ होना चाहिए। डी एस टी का वैकल्पिक प्रकार, यहाँ पर विवाद में नहीं है। ऑपरेटर यह एम सी/डी जी एच की संतुष्टि तक करने में समर्थ नहीं था जिसके कारण मई 2010 में, डी जी एच ने ऑपरेटर को लिखे अपने पत्र में ऑपरेटर से कहा *''एम डी टी आंकड़े के आधार पर तय किये गये उत्पादन दरों के अनुमानों का विवरण उपलब्ध कराया जाये।''* चूंकि ऑपरेटर संबंधित आंकड़ों को एम सी/डी जी एच को उपलब्ध करवाने में असमर्थ था डी जी एच ने कॉन्ट्रेक्टर को यह बताते हुये (अक्टूबर 2010), कि चार गैस खोजों के लिए डी ओ सी की समीक्षा नही की जा सकी यह भी बताया कि कुओं में एम डी टी/डी एस टी आंकड़े तैयार किये/घ्यान में रखे बिना तैयार की गई रूपरेखा, ठीक तकनीकी आधार नहीं हो सकती है।'' इसके बाद, डी जी एच ने बताया कि *''पी एस सी के अनुच्छेद 10.5 के अनुसार ऑपरेटर को दीर्घकालीन उत्पादन स्तरों से संबंधित आंकड़े तैयार व उपलब्ध करवाने चाहिए जो कि उत्पादन रूपरेखा तैयार करने के लिए अनिवार्य है। विचाराधीन कुओं में से किसी में भी, ऑपरेटर द्वारा, ऐसे आंकड़े प्राप्त नही किये गये। अतः उत्पादन परीक्षण आंकड़ों के अभाव में डी ओ सी में उत्पादन रूपरेखा का मूल्यांकन नहीं किया जा सका।''*

2.5.2.15. जवाब में, एम ओ पी एन जी ने (जून 2014) बताया कि *यह एक ऐसा मामला था जिसमें डी जी एच ने, कॉन्ट्रेक्टर द्वारा अपनाई गई परीक्षण विधियों पर विचार नहीं किया। चूंकि कॉन्ट्रेक्टर ने डी जी एच के निर्णय के विरूद्व, समय–समय पर एम ओ पी एन जी से अपील की थी, एम ओ पी एन जी मामले को सुलझाने हेतु उस पर विचार कर रहा था जिससे कि पी एस पी की तकनीकी जरूरतों से समझौता किये बिना, ऊर्जा सुरक्षा बढाई जा सके । विवाद को समाप्त करने में लिया गया समय, विलंब नहीं माना जाना चाहिए।*

2.5.2.16. एम ओ पी एन जी के जवाब का इस तथ्य को घ्यान में रखकर विचार किया जाये कि पी एस सी के प्रावधानों के अनुसार एम सी द्वारा डी ओ सी की समीक्षा अगस्त 2010 तक पूरी हो जानी चाहिए थी। जबकि, डी जी एच की विपरीत तकनीकी सलाह के बावजूद भी, डी जी एच के मना

करने के लगभग तीन वर्ष बाद भी मामला दुबारा शुरू किया गया और अभी तक अंतिम रूप नहीं दिया जा सका है।

2.6.2.17. ड्राफ्ट प्रतिवदेन की चर्चा हेतु 11 जूलाई 2014 को एम ओ पी एन जी/डी जी एच के साथ निकासी सम्मेलन में एम ओ पी एन जी ने बताया कि एम ओ पी एन जी द्वारा इस मामले पर शीध्र ही कोई निणर्य होना अपेक्षित है।

लेखापरीक्षा सिफारिश 4 एम ओ पी एन जी को खोजों की वाणिज्यकता का मूल्यांकन करने के लिए सुसंगत और एकरूप परिमाप विकसित करने चाहिए।

2.6 डी.1 – डी.3 गैस क्षेत्रों में उत्पादन

2.6.1 प्रस्तावना

2.6.1.1. खोज की प्रक्रिया, विकास व उत्पादन पी.एस.सी. के अनुच्छेद–10 में वर्णित है जिसमें, साथ ही साथ, आकड़ों के ब्यौरे व सहायक सूचना अनुमोदन के लिए समय सीमाओं के अलावा जो विस्तृत विकास योजना के साथ हो या उसमें उसका उल्लेख भी हो। सम्मिलित है।

2.6.2.2. ऑपरेटर ने खण्ड में 2002 से 2008 के मध्य 19 खोजें की, जिसमें से 18 गैस खोजे है व एक तेल की खोज है। 18 गैस खोजों में, डी.1 और डी.3, जो अक्टूबर 2002 में खोज की गयी को ऑपरेटर द्वारा क्रमशः अप्रैल 2003 व मार्च 2004 में एम.सी. की सलाह लेने के उपरांत वाणिज्यिक खोजे घोषित की गई।

2.6.2.3. डी.1 और डी.3 गैस खोजों के वाणिज्यिक खोजों की अधिसूचना के बाद, ऑपरेटर ने (मई 2004) डी.जी.एच. को पी.एस.सी. की धारा 21.5.6 के तहत आवश्यक एम.सी. द्वारा खोजों के विकास की अनुमति के लिए 339.41 वर्ग कि.मी. के अंकित क्षेत्र में (कुल खण्ड क्षेत्र का 4.4 *प्रतिशत*) एक प्रारंम्भिक विकास योजना (आई.डी.पी.) प्रस्तुत किया आई.डी.पी. ने भंडार के केवल दो वाहिका परिसरो के एक भाग को लक्षित किया अर्थात चैनल ए.(डी.1) और चैनल बी.(डी.3) जहां अन्वेषक कुएं[39] भेदे गए थे।

2.6.2 गैस अनुमान

लेखापरीक्षा ने विकास योजनायों से प्राप्ति के योग्य भंडारों के अनुमानों से संबंधित मामलों की जॉच में निम्न पाया :

2.6.2.1. आई.डी.पी. को प्रस्तुत करते समय किए गए अध्ययनों व विभिन्न अंतर्राष्ट्रीय विशेषज्ञों द्वारा वैध ऑपरेटर ने विश्वास के साथ मूल गैस के स्थानों के (ओ.जी.आई.पी.) का अनुमान लगया। ऑपरेटर ने बल्कि यह कहते हुए आश्वस्त किया कि जबकि *''डी.1 व डी.3 गैस क्षेत्र संयोजन के भविष्य के अध्ययन में ओवर वेंक और लेवीज (थिन वेड सेन्ड) का अच्छा चित्रण होगा।''* लेकिन प्रारम्भिक ए.–1 कुएं के निकट संबंध के बारे में ऑपरेटर ने दृढ़ता से कहा कि *''यह क्षेत्र पर्याप्त रूप से अपने स्वभाव को पूर्वकथित अनुमान के साथ अच्छे आत्मविश्वास के साथ दर्शाया गया था। इस प्रकार, कोई भी प्रारम्भिक कुओं और*

[39] *ए1, ए2ए, बी1, एवं बी2*

क्षेत्र निष्पादन के परिणामों का भविष्य के अध्ययन से कोई प्रभाव नहीं होगा। बल्कि यह एक अच्छी क्षीण योजना के विकास की समझ को बढ़ायगा। ''

2.6.2.2. डी.जी.एच. के भण्डार अनुमान के विवरण की जानकारी की टिप्पणी के जवाब में, परिचालन ने कहा (अक्टूबर 2004) कि अनुमान तकनीकी में हुए अन्तरों व अनुमान के विभिन्न चरणों में संलग्न व्यक्तिपरक निर्णयों को देखते हुए भण्डार अंतराष्ट्रीय प्रतिष्ठित दो एजेंसियों (थर्ड पार्टी) द्वारा अनुमानित कराया गया था। ऑपरेटर ने आई.डी.पी. में कहा (मई 2004) में कि भण्डार की पेचिदगी व संबंध अनिश्चितताओं के चलते, विभिन्न ऐजेंसी जैसे कि DeGolyer & McNaughton, Petroleum GeoSystems and Petrotel ओ. जी.आई.पी. के अनुमान हेतु लगाई गयीं। डी.जी.एच. ने, आई.डी.पी. के पुनरीक्षण एवं ऑपरेटर के निवेदनों के पश्चात 5.45 टी.सी.एफ.[40] के ओ.आई.जीपी. पी.1 के 100 *प्रतिशत* और पी.2 के 50 *प्रतिशत* तथा 3.81 टी.सी.एफ. के वसूली योग्य भंडारों को ध्यान में रखकर मूल्यांकन किया।

2.6.2.3. एम.सी. ने आई.डी.पी. को 5 नम्वबर 2004 को अनुमोदित किया। लेकिन, व्यावसायिक उत्पादन के प्रारंभ से पहले, ऑपरेटर ने (अक्टूबर 2006) में डी 1–डी 3 गैस क्षेत्रों के विकास के लिए आई.डी.पी. का एडैडम (ए.आई.डी.पी.) प्रस्तुत की। ऑपरेटर ने ए. आई.डी.पी. प्रस्तुत करते हए, कहा कि आई.डी.पी. चार कुओं की जानकारी पर आधारित थी। तथा डी.1 डी.3 गैस क्षेत्रों को मिलाकर दो विकास कुओं[41] के भेदन से सामान्यतः खण्ड के समस्त संभाव हाइड्रोकार्बन को बैहतर समझने एवं विशेषतया डी.1 डी.3 गैस खोजों से संबंध भण्ड़ारों के अद्यतन अनुमोदन के बाद, खण्ड के समग्र संभाव्य हाईड्रोकार्बन का मूल्यांकन करने के लिए काफी कार्य किया गया था, परिणामतः, खण्ड का संभाव्य हाईड्रोकार्बन एवं डी.1 डी.3 गैस क्षेत्रों के लभ्य भण्डार अत्यधिक बढ़ गये।

2.6.2.4. अतः ए.आई.डी.पी. ने 14.164 टी.सी.एफ. के बढ़े हुए ओ.जी.आई.पी. एवं 12.04 टी. सी.एफ. के वसूली योग्य भण्डार का अनुमान किया। एम.सी. ने ऑपरेटर की प्रस्तुति के पुनरीक्षण के पश्चात 12.587 टी.सी.एफ. के ओ.जी.आई.पी 10.03 टी.सी.एफ. के वसूली योग्य भण्डारों के साथ ए.आई.डी.पी. का (12 दिसम्बर 2006 में) अनुमोदन किया।

2.6.2.5. संयोगवश, ए.आई.डी.पी., केवल ए और बी चैनल के छोटे भाग के डाटा के आधार पर थे। तहों वाले भण्डार क्षेत्र में कोई कुएं नहीं भेदित किए गए जिस आधार पर ए.आई. डी.पी. में भण्डार अनुमान में वृद्धि हो गई। लेकिन, डी.जी.एच. ने इन क्षेत्रों में मूल्यांकन के लिए कॉन्ट्रेक्टर से नहीं पूछा लेखापरीक्षा अपनी 2011–12 की रिपोर्ट सं. 19 के पूर्व प्रतिवेदन में पहले ही एक औचारिक मूल्यांकन कार्यक्रम के अभाव पर टिप्पणी कर चुका है। उस समय, डी.जी.एच., एम.ओ.पी.एन.जी. व ऑपरेटर ने अपने कार्यों का इस आधार पर

---

[40] *ट्रिलियन धन फुट*

[41] *ए* 10 *और बी* 7.

बचाव किया था कि यद्यपि एक औपचारिक मूल्यांकन कार्यक्रम प्रस्तुत नहीं किया था, मूल्यांकन गतिविधियाँ, जो पी.एस.सी. के उद्देश्यों को पूरा करती थी, का पालन किया गया है।

2.6.2.6. ऑपरेटर ने एम ओ पी जी को (जुलाई 2014) अपने जवाब में कहा कि *ए.आई.डी. पी. अंतर्राष्ट्रीय ख्याति प्राप्त एजेंसियों द्वारा किए गये अध्ययन और अनुमोदन के आधार पर थी।* अगस्त 2012 में, ऑपरेटर ने एक संशोधित एफ.डी.पी. (आर.एफ.डी.पी.) बहुत न्यून ओ. जी.आई.पी. (3.60 टीसीएफ) एवं रिकवरेबल रिज़र्व (2.90 टीसीएफ) के साथ प्रस्तुत किया। सारणी 9 में आई.डी.पी./ए.आई.डी.पी. और आर.एफ.डी.पी. के तहत ओ.जी.आई.पी. की मात्रा तथा रिकवरेबल रिज़र्व दर्शाए गए हैं। इस संदर्भ में एम ओ पी एस जी ने (जून 2014) के कहा कि *संशोधित योजना के तहत कॉन्ट्रेक्टर द्वारा संयर्यों का निम्नीकृत संशोधन को सहमति नहीं मिली है।*

तालिका 9 : ओ.जी.आई. और वसूली योग्य संचय दर्शित लेखा विवरण

क्रम सं.	योजना	माह/वर्ष	ओ.जी.आई.पी.	रिकवरेबल रिज़र्व
1.	आई डी पी	मई 2004	5.45 टीसीएफ*	3.81 टीसीएफ*
2.	ए आई डी पी	अक्टूबर 2006	12.587 टीसीएफ*	10.03 टीसीएफ*
3.	आर एफ डी पी	अगस्त 2012	3.60 टीसीएफ	2.90 टीसीएफ

* *एमसी/डीजीएच के द्वारा स्वीकृत आँकड़े*

2.6.2.7. लेखापरीक्षा ने डी.जी.एच.सलाहाकरों द्वारा विकास योजनाओं के परीक्षण के समय व्यक्त किए गए विचारों पर ध्यान दिया। उस समय विशेषज्ञों द्वारा व्यक्त कुछ संकोच निम्न प्रकार हैं:

श्री पी.वी. रामाना, सलाहकार (संचय अध्ययन)–13 अक्तूबर 2004

आई डी पी दो वाहिका समूह के भाग से संबंधित है चैनल 'ए' और चैनल बी–जिसमें डी.–1 और डी. –3 खोज क्षेत्र समाविष्ट है। दोनों चैनलों 'ए' और 'बी' को सम्मलित करते हुए जो विकास क्षेत्र के लिए चिन्हित की गयी है वह क्रम है। दो चैनलों और उनके निक्षेपणकर्ता तत्व, चैनल भरावों के विषमतापूर्ण के बावजूद काफी अच्छी तरह से पहचानित और भूवैज्ञानिकी एवं शैल वैज्ञानिकी तौर पर मूल्यांकित की गई है।

एन सी नंदा, (पैट्रोलियम भूभौतिकी सलाहकार) 27 अगस्त 2004

"किसी श्रेणी की जटिलता का श्रेणी (कोटि) इन तथ्यों से पुष्टि की जा सकती है कि इनमें मौजूदा भूकंपीय डाटा को किसी भी विशिष्ट वाहिका के भूवैज्ञानिक इतिहास और पुरालिपि के बारे में व्याख्या करना तथा चारों कुँओं के अभिलेखों के असीम परिवत्तों विशिष्ठता के कारण आपस में सहसंबंध स्थापित करना सामर्थ्य से भी परे है। इन परिस्थितियों में शब्द भण्डार की सीधी और पार्श्व सुप्रवाहिता नहीं हो सकती। हालांकि स्थिर भण्डार स्थिति में प्रवाहिता एक समान नहीं भी हो सकती है। संयोजक के रूप में समाप्त भण्डार स्थिति में दी मापी गई चैनल तंत्र 'ए' और 'बी' यह भी दर्शाता है कि चौड़े अंतर–चैनल क्षेत्र के साथ पूर्व की ओर विचलन है जो यह प्रस्ताव करता है कि शायद कम/कोई अंतर–चैनल प्रवाह नहीं है। एक समूह जलस्थ चैनल तंत्र छादन क्षेत्र करीब 90 वर्ग किलो मी. के लिए चार

कुँओं का नमूना डाटा, पूर्ण व्यास के लिए बिल्कुल अपर्याप्त है साथ ही बालू की सहानता की संभावना जबकि कुएं से दूरी पर हो तथा उच्च आशावाद। आशावाद का स्तर जब और कुँओं का अधिक से अधिक प्रवस्थावध्व तरीके से हो और गैस का उत्पादन हो''

श्री जे.एम.बी. बरूआह, डी.जी.एच. सलाहकार–10 नवम्बर 2006

''संशोधित विकास योजना की तैयारी एवं प्रस्तुतीकरण को उच्च क्षमता के साथ किया जाना, निम्नलिखित अप्रतिरोध कारणों से दृष्टिगत होता है:

आई डी पी प्रोग्राम के कार्यान्वयन की लागत में अव्यधिक वृद्धि।

आई डी पी के कार्यान्वयन में देरी।

इन सभी तत्वों को जिनका 2पी संचयों को दोगुणा से अधिक करने में योगदान रहा है पूर्ण रूप से ए आई डी पी में नहीं लाया गया। अनुमानित संचयों में वृहत विभिन्नता को समझने के लिए डी जी एच को स्वंतत्र रूप से Gaffney, Cline & Associates, *(जी.सी.ए) रिपोर्ट का अध्ययन करना चाहिए। इस संबंध में यह भी नोट करें कि जी सी ए द्वारा संचयों को प्रमाणित नहीं किया गया था। डी जी एच द्वारा इसका सत्यापन किए जाने की आवश्यकता है। शायद संचयों के अनुमानन में विशाल विभिन्नता, संभवता भण्डारों के बारे में अभी तक पूर्ण रूप से समझा नहीं जा सका है। उच्च दर पर धसकने के अधिभार का परिणाम सतहों के विभजन/भ्रंशन जैसे अनर्थकारी परिणाम हो सकते है।*

डी.–1 और डी.–3 गैस क्षेत्रों में मिले बालू भण्डार बहुत अधिक असंपीडित है। धान के आकार की भिन्नता भी व्यापक है। भू–यांत्रिकी अध्ययन इस बात का भी संकेत देता है कि भण्डारों का सहनन भण्डारों के उत्पादन के दबाव के कारण होता है। इस कारण से भण्डारों के उच्च फैलाव के बावजूद कुँओं के उत्पादन में महत्वपूर्ण गिरावट हो सकती थी।

उत्पादन में दूसरी अन्य समस्या से बालू क्षेत्र में प्रवेशाधिकार/बालू क्षेत्र में प्रवेशाधिकार रोकने के लिए अपनायी गई प्रभावकारी नियंत्रण से कुँओं के उत्पादन में गिरावट आ सकती है।

धीमी गति से गैस के उत्पादन से तटीय परतों के धसकने का दर को कम किया जा सकता है। यह वातावरण के लिए एक महत्वपूर्ण संधट्टन/भ्रंशन जैसे अनर्थकारी परिणाम हो सकते है।

2.6.2.8. ऑपरेटरों के प्रस्ताव के जवाब में विशेषज्ञों द्वारा दिए गए दृष्टिकोणों के विपरीत, ए.आइ.डी.पी. में दिए गए ऑपरेटर के वसूलीकरण घटक को 75 *प्रतिशत* से पुनः 85 *प्रतिशत* के नए अंक के प्रस्ताव में यह कहते हुए कि अच्छे प्रकार की रेत एवं जलभृत गतिविधि को अभाव लाभार्थ अंक 85 *प्रतिशत* लाने में मदद करेगा, डी.जी.एच (दिसम्बर 2006) में 80 *प्रतिशत* के लाभार्थ अंक को पारित किया। डी.जी.एच. ने (जनवरी 2014) में लेखापरीक्षा को दिए उत्तर में, सतत रूप से ऑपरेटर द्वारा बनाए एंव अनुमोदित किए आंकडों एवं अंतराष्ट्रीय विशेषज्ञों द्वारा उसके मान्यकरण की ओर संकेत किया लेकिन यह नहीं बतलाया कि उसने एम.सी. में ए आई.डी.पी. के अनुमोदन को स्वीकार करने से पहले आकड़ों की सटीकता और यथार्थता को कैसे सुनिश्चित किया तथा डी.जी.एच. ने अपने सलाहाकारों के उपरोक्त तथ्यों के विचारो तर्क को आई डी पी के अनुमोदन के समय कैसे

माना इसका कोई स्पष्टीकरण नहीं दिया। इस संबंध में एम ओ पी एन जी ने कहा (जून 2014) कि *"ए आई डी पी के अर्न्तगत उच्च आंकलन का आधार अनुमानित ओ जी आई पी में वृद्धि थी। किसी भी परामर्शदाता डाटा रिकवरी फैक्टर का कोई भी प्रतिवादी आकलन नहीं था। डी जी एस द्वारा आंकलित रिकवरी फैक्टर अर्न्तराष्ट्रीय परामर्शदाता के आकलनों की अपेक्षा अधिक परिमित थे।*

2.6.2.9. डी.जी.एच. (4 मई 2007) ने एम.ओ.पी.एन.जी. को बताया कि आई.डी.पी. के अनुसार ओ.जी.आई.पी. 7.6 टी.सी.एफ. अनुमानित और भण्डार वसूली योग्य 5.32 टी.सी.एफ. के थे। लेकिन, आई.डी.पी. के दस्तावेज यह बतलाया कि डी.जी.एच. ने ओ.जी.आई.पी. 5.45 टी.सी.एफ. व वसूली योग्य भण्डार 3.81 टी.सी.एफ. लगाए। यह स्पष्ट नहीं है कि गैस भण्डारों के इन विभिन्न अनुमानों का समन्वय डी.जी.एच द्वारा कैसे किया गया एवं एम.ओ. पी.एन.जी. को उपलब्ध जानकारी भेजने का आधार क्या था।

2.6.2.10. एम.ओ.पी.एन.जी. ने उत्तर (जून 2014) में कहा कि *"कॉन्ट्रेक्टर द्वारा प्रस्तुत किया गया भण्डारण का अनुमान डी.जी.एच द्वारा विभिन्न तकनीकी समितियों की बैठकों तथा सलाहकारों एवम् भूभौगोलिक स्थिति तथा ऑपरेटर और तकनीकी अन्तर्राष्ट्रीय मानक एजेंसीज़ द्वारा किया गया"। एम.ओ. पी.एन.जी. ने माना की, "डी.जी.एच ने ऑपरेटर द्वारा अन्तर्राष्ट्रीय मानक एजेंसीज के द्वारा प्रस्तुत किये गये आँकड़ों पर विचार किया"।*

2.6.2.11. इस लेखापरीक्षा विषय में ऑपरेटर द्वारा एम.ओ.पी.एन.जी. को दिए गए जवाब (जून 2014) में कहा कि *"संचयों के अनुमानों में भिन्नता जो कि भूभौगोलिक स्थिति पर निर्भर करती है असमान्य बात नहीं है, साथ ही उसकी निरन्तरता इस कारण से आश्वस्त नहीं किया जा सकता कि संचयों का अनुमानन हमेशा संभावना पर किया जाता है न कि निश्चित तौर पर।"*

2.6.2.12. पे. एवं प्रा. गैस मंत्रालय एवं डी जी एच, फी पी डी को उनके अनुमोदन से पहले जांचने के जिम्मेदार है। प्रतिलभ्य गैस संचयों के अनुमानों में असंभावना एवं पर्याप्तता के स्तर में बदलाव डी जी एच द्वारा गैसों के अनुमानों के लिए किए जाने वाले जाँच प्रक्रियाओं उसके विचार्राय एवं स्वीकृति पर प्रश्न उठातक है। वास्तव में डी जी एच ऑपरेटरों के अनुमानों पर चला है जबकि उसके स्वयं सलाहकार इस विषय में संकोच व्यक्त करते है।

2.6.3 ए.आई.डी.पी. का क्रियान्वयन व उत्पादन में कमी

2.6.3.1. ए.आई.डी.पी. के अनुसार, ऑपरेटर ने आठ साल के लिए 80 एम.एम.एस.सी.एम.डी.[42] के प्लेट्यू उत्पादन दर को बनाए रखने के लिए 50 उत्पादक कुएं (22 उत्पादक कुएं चरण–1 में एवं 28 उत्पादक कुएं चरण–2) भेदने और विकसित करने का प्रस्ताव दिया।एम.सी. ने विचार के पश्चात पठारवर्ती उत्पादन को छः वर्ष के लिए ही अनुमोदित किया। यह, आई.डी.पी. के तहत विचारित 34 उत्पादक कुओं के विरूद्ध था। ए.आई.डी.पी. के तहत पैदा की गई सृजित कथित रूप से 120 एम.एम. एस.सी.एम.डी. तक उत्पादन को बढ़ा सकती थी। अनुमोदित ए.आई.डी.पी. के अनुसार जितने विकास

[42] *मिलियन मीट्रिक स्टैडर्ड क्यूबिक मीटर प्रतिदिन*

कुएं जो प्रवाह में लगाए जाने थे, को सारणी 10 में दिखाया है:

तालिका 10 : विकास कुएं जो आवश्यक थे

तिथि	चरण	उत्पादक कुओं की संख्या	गैस दर (एम.एम.एस.सी.एफ. / दिन)	औसत गैस दर (एम.एम. एस.सी.एम.डी.)
01/07/2008	चरण I	9	975.337	27.63
01/07/2009		18	1885.76	53.42
01/07/2010		22	2185.34	61.90
01/07/2011	चरण II	31	2825	80
01/07/2012		40	2825	80
01/07/2013		50	2825	80
01/07/2014		50	2825	80
01/07/2015		50	2825	80
01/07/2016		50	2825	80
01/07/2017		50	2437.85	69.06
01/07/2018		50	2075.63	58.80
01/07/2019		50	1407.94	39.88
01/07/2020		50	794.448	22.51

2.6.3.2. यद्यपि ऑपरेटर को ए.आई.डी.पी. के स्वीकृत चरण–1 के अनुसार 22 कुएं खोदने, जोडने और प्रवाह में लगाने थे, लेकिन, ऑपरेटर ने 2011–12 तक, प्रमुख डी.1–डी.3 भण्डार क्षेत्र अर्थात प्रवाहिका ए. व बी. में केवल 18 कुएं[43] ही खोदे, पूरे करे और जोड़े थे।

2.6.3.3. ऑपरेटर ने अगस्त 2010 से अगस्त 2011 की अवधि में 4 कुएं[44] और खोदे लेकिन ये कुएं ऑपरेटर द्वारा बताए गए, अपर्याप्त बृद्धिगत परिमाणों के कारण उत्पादन तंत्र से नहीं जोडे गए थे। ऑपरेटर ने डी.जी.एच. को बताया (मार्च 2012) कि, *"ये कुएं इतने वृद्धिगत परिमाण नहीं पैदा कर पाएंगे जिससे इनको पूरा करने व जोड़ने पर होने वाले मूल पूंजीगत व्यय को उचित ठहराया जा सके। इन्हीं व्यावसायिक कारण थे जिससे इन कुओं को उत्पादन तत्रों से नहीं जोड़ने का निश्चय किया गया"*

2.6.3.4. डी.1–डी.3 क्षेत्र से उत्पादन अप्रैल 2009 में शुरू हुआ। डी.1–डी.3 विकास क्षेत्र में नियोजित एवं खोदे गए कुओं एवं 2012–13 तक के अनुमोदित बनाम वास्तविक उत्पादन के विवरण तालिका–11 में दर्शित है।

तालिका 11 : अनुमोदित उत्पादन बनाम वास्तविक उत्पादन

वर्ष	उत्पादक कुएं की संख्या		न्यूनता	औसत गैस उत्पादन (एम.एम.एस.सी.एम.डी.)		आधिक्य/न्यूनता
	ए.आई.डी.पी. के अनुसार	वास्तविक के अनुसार		अनुमोदित उत्पादन	वास्तविक उत्पादन	ए.आई.डी.पी. के अनुसार नियोजित

[43] *ए* 1, *ए* 2, *ए* 5, *ए* 6, *ए* 9, *ए* 10, *ए* 13, *ए* 16, *ए* 20, *बी* 1, *बी* 2, *बी* 4, 6, *बी* 7, 8, 11, 13, 15. *ए*

[44] *ए* 21, *ए* 22, B 16 *एवं एसबी1.*

	नियोजित (संचित)	(संचित)		रूपरेखा		(संचित)
2009-10	9	9 to 18		27.63	2009-10	9
2010-11	18			53.42	2010-11	18
2011-12	22	18	4	61.90	2011-12	22
2012-13	31	18	13	80.00	2012-13	31

2.6.3.5. गैस उत्पादन अगस्त 2010 से कम होना शुरू हो गया। 2010–11 में प्राप्त हुआ उत्पादन स्तर अनुमानित उत्पादन रूपरेखा का 90 *प्रतिशत* था, यह 2011–12 में घटकर 57 *प्रतिशत* और 2012–13 में 26 *प्रतिशत* रह गया। इस संदर्भ में ऑपरेटर ने एम.ओ.पी.एन.जी. को दिए गए जबाव (जून 2014) में कहा कि *"ए.आई.डी.पी. के अनुसरण में क्षेत्रों से गैस के उत्पादन के शुरू होने के बाद, क्षेत्रों में विशिष्ट दबाव एवं सहायक स्थान में गैस आयतन की कमी के कारण उत्पादन की दर गिरावट आ गयी।"*

2.6.3.6. लेखापरीक्षा के एक प्रश्न पर, डी.जी.एच. ने बताया (जनवरी 2014) कि मार्च 2012 तक 18 जुडे हुए कुओं में से केवल 12 कुएं गैस पैदा पर रहे थे व 6 कुएं[45] पानी तथा रेत के घुसने के कारण बहने बंद हो गए थे।

2.6.3.7. लिखित प्रमाणों की लेखापरीक्षा जांच में निम्नांकित उजागर हुआ।

- दिसंबर 2010 में, ऑपरेटर ने, डी.1–डी.3 गैस क्षेत्र तथा एम.ए. तेल क्षेत्र के उत्पादन/विक्रय प्रक्षेपणों, जैसा कि पी.एस.सी. के अनुच्छेद 10.9 एवं 10.13 के तहत आवश्यकता था, के बिना, वित्त वर्षों 2010–11 (आर.ई.) व 2011–12 (बी.ई.) के लिए डब्ल्यू.पी.एण्डबी. प्रस्तुत किया। हालांकि, डी.जी.एच. ने ऑपरेटर को (जनवरी 2011) में ये प्रक्षेपण उपलिब्ध कराने का अनुरोध किया, मगर चूंकि ऑपरेटर से कोई उत्तर नहीं मिला। इसलिए डी.जी.एच. ने डब्ल्यू.पी.एण्ड बी. की मूलरूप से वापिस लौटा दिया (जनवरी 2011)।
- ऑपरेटर ने पुनः (फरवरी 2011) में (आर.ई.) के लिए डी.1–डी.3 के उत्पादन प्रक्षेपण उपलब्ध कराकर डी.जी.एच. के संशयों को आंशिक रूप से संबोधित करते हुए डब्ल्यू.पी.एण्ड बी. वित्त वर्ष 2010–11 (आर.ई.) के लिए पुनः उपस्थित किया।
- इन निवेदनों को जॉचते हुए, डी.जी.एच. ने पाया कि उत्पादन प्रक्षेपण अनुमोदित ए.आई.डी.पी. से समन्वित नहीं थे। परिणामतः डी.जी.एच. ने ऑपरेटर को सलाह दी कि और कुएं खोदकर उन्हें प्रवाह में लाने के डब्ल्यू.पी. एण्ड बी. को तदनुरूप सुधार परिवर्तित कर ले जैसाकि एफ.डी.पी. (ए.आई.डी.पी.) में निश्चित किया गया था। लेकिन ऑपरेटर ने उत्तर दिया (मार्च 2011) कि पॉच नए कुओं का भेदन, पूरण एवं क्षेत्र में स्थापन मध्य 2014 से पहले नहीं हो सकता। डी.जी.एच. के मतानुसार (मार्च 2011) मध्य 2014 से पहले नए विकास कुओं को प्रवाह में लाने की ऑपरेटर की अक्षमता ए.आई.डी.पी. की प्रतिबद्धताओं एवं समय सारणी से एक बड़ी विचलन थी। इसलिए, डी.जी.एच. 2011–12 (बी.ई.) के लिए प्रस्तुत एवं 2012–13 के लिए प्रस्तावित संशोधित

[45] *ए 2, ए 6, ए 10, बी 2, एवं बी–13 वॉटर तथा बी1–सैंड*

तेल व गैस उत्पादन रूपरेखा पर सहमत नहीं हुआ एवं ठेकदारों को सलाह दी कि उपयुक्त योजनाएँ बनाए एवं ए.आई.डी.पी. की उत्पादन रूपरेखा को प्राप्त करे।

- इन क्षेत्रों से उत्पादन में क्रमश बढ़ती घटत के रूझान के दिखने पर, डी.जी.एच. ने (अप्रैल 2011) एक कार्य पथ सुझाव दिया जिसमें (प)) 2011–12 के पहले तिमाही में दो कुएं खोदने, चार कुएं पूरे करने और जोड़ने तथा 2011–12 में नौ कुएं खोदने, पूरे करने और जोड़ने पर आधारित उत्पादन रूपरेखा को पुनः तय करना था। संचालन ने (अप्रैल 2011) यह कहते हुए कि यह कार्य पथ नकार दिया, पी.एस.सी. का कोई प्रावधान यह व्यक्त नहीं करता कि कॉन्ट्रेक्टर के उत्पादन के अनुमानों को एफ.डी.पी. के समानांतरण ही होना है एवं उतने संख्या में कुए खोदने का कोई औचित्य नहीं था जैसा कि डी.जी.एच. द्वारा 2011–12 में सुझाया गया था।
- मई 2011 में, डी.जी.एच. द्वारा सुझाए गए कार्य पथ को एम.सी. ने अपनी बैठक में दोहराया। उसके बाद, ऑपरेटर ने वित वर्षों 2010–11 (आर.ई.) व 2011–12 (बी.ई.) के लिए एक पुनर्गठित डब्ल्यू.पी.एण्डबी. पुनः (मई 2011) प्रस्तुत की। हालांकि, पुनर्गठित डब्ल्यू.पी.एण्ड बी. में कुएं खोदने के लिए एम.सी./डी.जी.एच. के सभी सुझावों के संदर्भ में कोई पक्के वादे नहीं थे।
  - वित्त वर्ष 2011–12 (बी.ई.) फर्मः तीन कुएं, परिपक्व होने कोः वित्त वर्ष 2011–12 के लिए 08 कुएं जो तीन पक्के कुओं के परिणाम के आधाार पर पक्के कर लिए जाएंगे।;
  - वित्त वर्ष 2012–13 (अंतरिम) 09 कुएं, परिपक्व करना।;
  - नये कुओं की खुदाई, जोड़ना एवं चालू करना मध्य 2013 से पहले संभव नहीं हो पाएगा।

2.6.3.8. इन तथ्यों में सुनिश्चित करते हुए, डी.जी.एच. ने कहा (जनवरी 2014) कि *"डी.जी.एच. द्वारा कॉन्ट्रेक्टर को कई पत्रों द्वारा यह सलाह दी गई एवं याद कराया गया कि 2010–11 में खोदे गए इन चार कुओं को न केवल पूरा कर, जोड़कर एवं उत्पादन प्रारंभ करे, बल्कि यह निर्देश भी दिया गया कि अनुमोदित ए.आई.डी.पी. के अनुरूप लक्षित गैस उत्पादन दर को प्राप्त करने हेतु बाकी कुओं को भी खोदे, पूरा करे व उत्पादन प्रारंभ करे, परन्तु ऑपरेटर ने उन्हें नहीं जोडा, और अपर्याप्त आर्थिक संचालन हेतु वृद्धि की प्रमात्रा अपर्याप्त है को स्थापित करने के लिए परिकलन भी प्रस्तुत नहीं किया"।*

2.6.3.9. डी.1–डी.3 गैस क्षेत्रों का उत्पादन अनुमोदित ए.आई.डी.पी. के अनुरूप नहीं था इसलिए डी. जी.एच. ने कई अवसरों[46] पर ऑपरेटर को अनुमोदित ए.आई.डी.पी. के अनुरूप और कुएं खोदने, पूरा करने व जोड़ने को कहा। ऑपरेटर ने उत्पादन हालत का ब्यौरा देते हुए (30 अप्रैल 2011) कहा कि *"डी.1–डी.3 क्षेत्र का स्वभाव देखते हुए मुख्य वहन क्षेत्र में अतिरिक्त कुओं का भेदन, जैसा कि ए.आई. डी.पी. में मूलतः सामने रखा गया था, अब वांछनीय नहीं है"*। इसलिए ऑपरेटर को लगा कि अतिरिक्त कुँए उत्पादन दर या वसूली में कोई महत्वपूर्ण सुधार में सहायक नहीं होंगे। डी.जी.एच. ने उल्लेख किया (19 सितंबर 2011) कि ऑपरेटर ने ए.आई.डी.पी. उत्पादक कुओं को खोदने, जोड़ने और गैस दर के संदर्भ में व्यापक जी. एण्ड जी. (भूगर्भीय एवं भूभौतिक) अध्ययनों एवं खुदाई कार्यक्रम के पश्चात एवं

[46] 23 *फरवरी* 2011, 01 *मार्च* 2011, 30 *मार्च*2011, 05 *अप्रैल* 2011, 13 *अप्रैल* 2011, 06 *जून* 2011, 11 *जुलाई* 2011, 08 *आगस्त*2011, 19 *सिम्बर* 2011, 17 *फरवरी* 2012, 27 *अप्रैल* 2012.

अंतर्राष्ट्रीय ख्याति के अभिकरणों के व्यापक अध्ययन एवं विश्लेषण के आधाार Gaffney, Cline & Associates, (रिपोर्ट–अक्टूबर 2006) के आधार पर प्रस्तुत किया है।

2.6.3.10. ऑपरेटर ने खोदे जाने और जोड़े जाने वाले उत्पादक कुँओं की संख्या और गैस दर के नियमों में अनुमोदित ए.आई.डी.पी. को पालन बार–बार अनुस्मारक दिये जाने के बावजूद भी नहीं किया। ऑपरेटर ने यही विचार दोहराते हुए व देरी से सूचना प्रदान करते हुए डी.जी.एच के साथ गहन पत्राचार किया। तब तक निर्णय फेट एकोम्पली (fait accompli) *प्रकृति के थे। डी.जी.एच. ने यह भी कहा कि ऑपरेटर ने डी.जी.एच. क सवालों का उत्तर डी.जी.एच. के नियमित फॉलो–अप के बावजूद कुछ विलम्ब के बाद दिया और इसमें से भी कुछ पुनरावृत्ति प्रकृति के थे।*

2.6.3.11. डी.जी.एच एवं ऑपरेटर के भिन्न विचारों को देखते हुए डी.जी.एच ने श्री पी. गोपालकृष्णन (सलाहकार) से निष्पादन मूल्यांकन कराने का निर्णय लिया (अप्रैल 2011) सलाहकार ने पाया कि *"क्षेत्र आरंभ हो गया और 1 वर्ष तक आशानुरूप उत्पादन हुआ, पर ऑपरेटर ने पहले वर्ष के अंत तक ए.आई.डी.पी. के अनुसार कुँ नहीं खोदे, जिससे दर अवनति प्रभावित हुई, और एक रिजर्वायर दाब की परिणमित आंशिक पुर्नप्राप्ति हुई.....सभी 18 कुँए मुख्य डी1–डी3 रिजर्वायर क्षेत्र में है, मुख्य चैनल के रेत रिजर्वायर तथा परतीय (लैमीनेटेड) रिजर्वायर को उद्घटित करते हुए, वह दो कुँएं जिन्हें 2010 में खोदे गए थे किन्तु जुड़े हुए नहीं थी, भी मुख्य रिजर्वायर क्षेत्र में थे। इसके साथ परतीय रिजर्वायर का दोहन वांछित स्तर पर प्रतीत नहीं होता, यद्यपि यह रिजर्वायर यूनिट जी.आई.आई.पी. की लगभग 60 प्रतिशत के संगत है। डी1 –डी3 क्षेत्रों के प्रमाणित क्षेत्र (1पी) में वृहत क्षेत्र को छोड़ दिया गया। जबकि इन्टर चैनल क्षेत्र में कोई खुदाई नहीं हुई, जहाँ भण्डारों को प्रमाणित होना शेष है।....."*

2.6.3.12. सलाहकार ने अनुशंसा दी कि :

- *गैस उत्पादन में कमी ए.आई.डी.पी. के अनुसार पर्याप्त संख्या में कुँओं की खुदाई नहीं किये जाने के कारण है।, अतः ए.आई.डी.पी. के अनुसार खुदाई शीघ्र ही कराई जानी चाहिए।*
- *पुल के आधार पर घने ऊँचें पारगम्य रिजर्वायरों (ए और बी दोनों क्षेत्रों में) से अधिक निकासी हुई। इसलिए भविष्य के कुँओं के लिए स्तरित पतले रेत समूह को अधिक दक्षता से निकासी के लिए एक भिन्न तकनीक की आवश्यकता हो सकती है।*

2.6.3.13. सलाहकार ने यह भी कहा कि, अतिरिक्त उत्पादक लगाने में देरी से भण्डारण में जल प्रवाह को बल मिलेगा ओर परिमाणित अन्तिम वसूली में कमी होगी, जल भराव के परिणामस्वरूप साथ ही गैस भण्डारण में कुछ स्थायी हानि होगी।

ऑपरेटर के मतानुसार, *"पी.एस.सी. का कोई प्रावधान यह व्यक्त नहीं करता कि कॉन्ट्रेक्टर के उत्पादन अनुमान एफ.डी.पी. के अनुरूप ही हो।"* तथापि, ऑपरेटर के मत को पी.एस.सी. के अनुच्छेद 10.9 के संदर्भ में देखना होगा जिसमें व्यक्त है कि जो भी संदर्भ हो एम.सी. या सरकार द्वारा पारित एक विकास योजना ऑपरेटर को अनुच्छेद 10.11 से 10.13 में व्यक्त कर्तव्यों के लिए सामयिक रूप से प्रतिबद्ध करेगा।" ए.आई.डी.पी. दिसंबर 2006 में पारित हुआ था। इसके अतिरिक्त, अनुच्छेद 10.12 यह भी बताता है *"प्रबंधन कमेटी की आवश्यकतानुसार कॉन्ट्रेक्टर को प्राप्ति के लिए संभाव्य उत्पादन का अनुमान तैयार करना था उन प्रत्येक तीनों वर्षों के लिए उस वर्ष के पश्चात जिससे कार्य योजना एवं बजट संबंधित थे यदि संभाव्य उत्पादन के वार्षिक अनुमानों में कुछ मुख्य परिवर्तन आवश्यक है, तो वे*

इन परिवर्तनों की आवश्यकता जताने वाले पूर्ण ठोस प्रमाणों पर आधारित होगें" जैसा कि पहले रेखांकित[47] किया गया था, वर्ष 2010–11 (आर.ई) के वार्षिक डब्ल्यू.पी. एण्ड बी. के अनुमोदन में विलंब हुआ क्योंकि ऑपरेटर ने संगत आंकड़े नहीं प्रस्तुत किए। और इसके अलावा, पी.एस.सी. के अनुच्छेद 10.13 के अनुसार *'प्रत्येक वर्ष की 15 जनवरी से पहले कॉन्ट्रेक्टर प्रबंधन कमेटी के अनुमोदन से 'कार्यक्रम मात्रा' निश्चित करेगा। किसी भी वर्ष के लिए कार्यक्रम मात्रा, कॉन्ट्रेक्टर के अनुमानों पर आधारित पैट्रोलियम की अधिकतम मात्रा होगी, जैसाकि प्रबंधन कमेटी से अनुमोदित हो जो एक विकास क्षेत्र में से पैदा की जा सकती हो एवं जो उत्पादन लागत को न्यूनतर करते हुए एवं अच्छे अंतर्राष्ट्रीय पैट्रोलियम उद्योगों की प्रथाओं से संगत हो।'*

2.6.3.14. गतिविधियाँ जैसा कि डी.जी.एच. द्वारा सुझाया गया था, को पूरी करने की बजाए, ऑपरेटर ने (अगस्त 2012) अन्य विकास योजना अर्थात आर.एफ.डी.पी., डी.1–डी.3 गैस क्षेत्रों के लिए उनके एकत्रित व विश्लेषित उत्पादन आकड़ों के आधार पर, एम.सी. के अनुमोदन[48] हेतु निवेदित की आर.एफ. डी.पी. 3.6 टी.सी.एफ. के अनुमानित ओ.जी.आई.पी. पर आधारित है। ऑपरेटर ने तीन मामले भिन्न वसूली कारकों के साथ परख कर निकाले जैसा कि तालिका–12 में दर्शाया गया है।

तालिका 12 : आर.एफ.डी.पी. में प्रस्तावित विभिन्न परिदृश्य

परिदृश्य	गैस उत्पादन काल	बी.सी.एफ. में कुल गैस वसूली	वसूली कारक *प्रतिशत,* 3.6 टी.सी.एफ. की आ.जी.आई.पी.	कुल पूंजीगत व्यय (डॉलर एम.एम.)
मामला I	2015.16 तक	2309	64	377
मामला II	2020.21 तक	2867	80	531
मामला III	2022.23 तक	3032	84	1110

2.6.3.15. ऑपरेटर ने मामला–II सुझाया है। ऑपरेटर ने कहा कि वर्तमान कुओं का नवीनीकरण करने की आवश्यकता थी एवं अन्य कोई कुँआ नही खोदा जाएगा। इसके अतिरिक्त कार्य के करने में विलंब से 2015–16 में समय पूर्व ही क्षेत्र बंद हो सकता था।

2.6.3.16. डी.जी.एच. ने कहा (जनवरी 2014), *''ऑपरेटर को बारंबार, अनुमोदित ए.आई.डी.पी. के अनुरूप ही कुएं खोदने को कहा गया एवं ऑपरेटर के ऐसा न कर पाने के कारण, घटाई गई उत्पादन रूपरेखा से युक्त अधोमुखी जो डी.1–डी.3 गैसे क्षेत्रों के लिए आर.एफ.डी.पी. का भाग बनते हैं, भण्डारों के कॉन्ट्रेक्टर द्वारा हुए पुन विवेचन को डी.जी.एच./एम.ओ.पी.एन.जी. द्वारा अनुमोदित नहीं किया गया है।''*

2.6.3.17. यदि डी.जी.एच./एम.ओ.पी.एन.जी. आर.एफ.डी.पी. को अनुमोदित नहीं करते तो मामला नं.1 परिदृश्य ही चलेगा एवं डी.1–डी.3 क्षेत्र 2015–16 में बंद हो जाएगा। इससे यह लगेगा कि ऑपरेटर ने

---

[47] *पैरा* 2.4.1 *और* 2.6.3.7

[48] *वित्तीय वर्ष 2011–12 के बजट में (बी ई) और वित्तीय वर्ष 2012–13 (प्रस्तावित) ऑपरेटर ने 2011–12 और 2012–12 के लिए गैस उत्पादन की दर को क्रमशः 43 एम एम एस सी एम डी और 38 एम एम एस सी एम डी इंगित किया।*

शेष बचे हुए कुएं नहीं खोदने का निश्चय किया है जिससे जी.ओ.आई. का कोई निर्णय करने का अवसर अति न्यून रह गया।

2.6.3.18. लेखापरीक्षा इस संदर्भ में पैट्रोनिलम व प्राकृतिक गैस पर स्थाई समिति के दृष्टिकोणों का भी वर्णन करना चाहेगा। कमेटी ने अपने उन्नीसवें प्रतिवेदन (अक्टूबर 2013) में भी कहा था *''कमेटी चिंतित है तथा सम्पूर्ण घटना श्रेणी से नाखुशी व्यक्त करती है। के.जी.–डी.6 एन.ई.एल.पी. क्षेत्र की सफल कहानी थी, जिसने अन्वेषण एवं उत्पादन क्षेत्र में निजी कंपनियों व एम.एन.सीज को निमंत्रित किया जो कि उस समय से पहले एन.ओ.सी. के अधिकार में था। फिर भी ऑपरेटर ने प्राकृतिक गैस उत्पादन बढ़ाने के लिए कुएं खोदने के लिए उत्तर प्रवाही के नियंत्रक डी.जी.एच. के द्वारा सुझाए गए मापदण्डों का पालन नहीं किया है। संयोग से ऑपरेटर द्वारा प्राकृतिक गैस के मूल्य में वृद्धि की मांग जैसा कि पी.एस.सी. में प्रावधान हैं, उससे पी.एस.सी. की पवित्रता एवं स्थायित्व के अनुपालन में ऑपरेटर की अभिरूचि पर प्रश्नचिन्ह लगा देता है''*

2.6.3.19. डी जी एच के पुनरावर्तक अनुस्मारकों के बाद भी ए आई डी पी के अनुमोदन के अनुसार कुँए न खोदने व प्रतिबद्व उत्पादन न जोड़ने के निर्णय का विषय अत्यंत गंभीर है एवं एम ओ पी एन जी को देश की शक्ति एवं सुरक्षा के लिए यह निश्चित करना आवश्यक है।

लेखापरीक्षा सिफारिश 5 एम.ओ.पी.एन.जी. कॉन्ट्रेक्टर और डी.जी.एच के भण्डारगृह के आकलन पर भिन्न–भिन्न नजरीये का समाधान करने के लिए अविलंब कदम उठा सकता है और उत्पादन में वृद्धि के लिए यथोचित कार्यवाही कर सकता है।

2.6.4 विकास लागत में वृद्धि

2.6.4.1. ऑपरेटर ने 80 एम एम एस सी एम डी के गैस उत्पादन संचालन करने के लिए सुविधाएँ निर्मित की। मार्च 2012 तक, ऑपरेटर ने डी1 डी3 गैस क्षेत्रों के विकास पर यू एस डॉलर 5.76 बिलियन का व्यय किया। ए आई डी पी, एम सी द्वारा (नवम्बर 2006) अनुमोदित की गई जिसमे ऑपरेटर ने दो चरणों मे खर्चा करने का प्रस्वाव दिया। चरण–1 (2008–2009 तक) मे खर्चा यू एस डॉलर 5.20 बिलियन एवं चरण–।। में (2008–2009 के बाद) यू एस डॉलर 3.63 बिलियन। इन दो चरणो में डी1 डी3 के विकास में कुल खर्चा यू एस डॉलर 8.83 बिलियन होना था। वास्तविक खर्चा बढ़ गया जबकि ऑपरेटर ने एम सी को सूचित किया था कि चरण–। पर होने वाला खर्चा पहले से ही स्वीकृत प्रतिबद्वता/कॉन्ट्रेक्ट खर्च पर आधारित थे।

2.6.4.2. डी.1–डी.3 गैस क्षेत्रों में विभिन्न सुविधाओं व उपकरणों को लगाने पर हुए बड़े व्यय के विश्लेषण से निम्नलिखित उजागर हुआः

- औनशोर टर्मिनल (ओ टी) यू एस डॉलर 550.87 मिलियन की अनुमानिक लागत के विरूद्व, यू एस डॉलर 827.68 मिलियन में बनाया गया अर्थात 276.81 मिलियन यू एस डॉलर की वृद्धि हो गई। वृद्वि का मुख्यतः यह कारण बताया गया कि जिस समय (अक्टूबर 2006) ए आई डी पी प्रस्तुत की गई उस समय ओ टी अभियान्त्रिकि प्रारम्भिक स्तर पर थी एवं ऑपरेटर ने मुख्य अभियांत्रिकी गतिविधियाँ आई डी पी प्रस्तुत करने के बाद प्रारम्भ की। इसके अतिरिक्त, निर्माण कार्य बिना किसी ठोस डिजाइन के आरम्भ किया गया जिसके कारण ऑपरेटर को निर्माण कॉन्ट्रेक्ट के कार्य में बार–बार परिवर्तित प्रस्ताव लाने पड़े।

- छः सबसी मैनीफोल्ड अनुमनित यू.एस. डॉलर 70.81 मिलियन की लागत के विरूद्ध यू.एस. डॉलर 80.19 मिलियन यू.एस. डॉलर की कीमत पर लगाए गए।
- 'पाइपलांइस व पाइपलाइन एण्ड मैनोफोल्ड' यू.एस. डॉलर 906.92 मिलियन यू.एस. डॉलर की अनुमानित लागत के विरूद्ध यू.एस. डॉलर 1019.43 मिलियन की कीमत पर लगाए गए। कीमत में बृद्धि यंत्र उपकरणों की निर्माण अभियांत्रिकी में हुए बदलावों एवं स्थापना में पेचीदगियों एवं मैनोफोल्डस व कुओं की देरी के कारण हुई।
- कंट्रोल कम राइजर प्लेटफोर्म (सी.आर.पी.) गहरे पाईपलाइन मैनीफोल्ड से गैस उत्पादन को प्राप्त करने व उसको पाइपलाइन के जरिए परावर्तित करने के केन्द्र का काम करता है। यह यू. एस. डॉलर 446.83 मिलियन की अनुमानित लागत के विरूद्ध यू.एस. डॉलर 571.39 मिलियन की लागत से बना। ए.आई.डी.पी. में वर्णित लागत सांकेतिक एवं बिना विस्तृत अभियांत्रिकी के थी। अतः वास्तविक कार्य में अतिरिक्त कार्य व कार्य संशोधन की सम्भावना है जिससे अभियांत्रिकी व्यक्ति घण्टे एवं अभियांत्रिकी लागत में वृद्धि हुई।

2.6.4.3. डी.जी.एच. ने पुष्टि (जनवरी 2014) कि *''कॉन्ट्रेक्टर द्वारा दावा किए गए यू.एस. 5.76 बिलियन डॉलर के व्यय में कुछ मद ऐसे है जो मूलतः यू.एस. डॉलर 5.20 बिलियन का भाग नहीं थे।''*

2.6.4.4. पी.एस.सी. के अनुबंधों एवं भावना के अनुसार, एम.सी./डी.जी.एच. को यह सुनिश्चित करना है कि सभी मूल्य अनुमान व्यावहारिक और यथार्थ हैं। लेकिन, लेखापरीक्षा को यह सुनिश्चित करने के लिए कोई प्रमाण नहीं मिला कि अनुमान एम.सी./डी.जी.एच. द्वारा प्रमाणित थे।

2.6.4.5. डी.जी.एच. ने, फिर भी यह तर्क दिया (जनवरी 2014) कि *''लेखापरीक्षा यह पुष्टि करे कि यदि व्यय की ऐसी मद्द है' जो ए.आई.डी.पी. अनुमोदन के समय पर या वार्षिक कार्य योजना व बजट के समय पर या जहां पर प्रायः अधिकतया प्रतिबद्धता/कॉन्ट्रेक्टों पर आधारित अनुमानों के होते हुए भी पर्याप्त स्पष्टीकरण के अभाव में वास्तविक कीमत बढ़ गई है, एम.सी. से अधिकृत नहीं है, तब उस वसूली को अस्वीकार करने के लिए ऐसी लागतों को चिन्हित कर दिए जाए ... पी.एस.सी. के प्रावधानों के कुछ गलत विश्लेषण हो गए है। पी.एस.सी. का ठीक विश्लेषण इस प्रकार है:*

i) *एम.सी. को जांच विकास योजना के मुख्यतः भौतिक भागों की अनुमोदन करना चाहिए।*

ii) *कॉन्ट्रेक्टर को विकास कार्य के अनुमोदित भौतिक भागों के लिए विभिन्न सामान व सेवाएं क्रय करते हुए पी.एस.सी. द्वारा अनुमोदित, क्रय प्रक्रिया का पालन करना चाहिए।*

iii) *लेखा परीक्षक को, कॉन्ट्रेक्टर के खातों की लेखापरीक्षा करते हुए, अन्य के साथ–साथ यह जांच करनी है, कि सामान व सेवाओं का क्रय पी.एस.सी. प्रावधानों के मुताबिक एवं अनुमोदित विकास योजना की आवश्यकताओं के अनुसार है।*

iv) *अतः यह लेखापरीक्षा की जिम्मेदारी है कि किए गए व्ययों को देखे एवं उन व्ययों का प्रतिबद्धन का सुझाव दे जो पी.एस.सी. प्रावधानों के विरूद्ध है। इसी कारण से जो एम.सी. द्वारा विचारे गए प्रायोगिक अनुमान यदि कोई थे, उससे पी.एस.सी. के तहत कॉन्ट्रेक्टर को किसी लागत वसूली का स्वतः अधिकार नहीं देती।*

v) *पैराग्राफ विस्तृत रेखाचित्र, अभियांत्रिकी, चित्रणों, आधारभूत संरचना, सामान इत्यादि जो उपलब्ध नहीं है एवं उपसमुद्री उपकरणों की खरीद के लिए बदलाव आदेशों के बारे में उदाहरण देता है। यह साफतौर पर जानना आवश्यक है कि पी.एस.सी. यह नहीं कहती कि डी.जी.एच./एम. ओ.पी.एन.जी. परियोजना प्रबंधक अभी तक हस्ताक्षरित लगभग 300 पी.एस.सी. के लिए प्रत्येक मुख्य व्यय के घटक लिए का किरदार ले।''*

2.6.4.6. डी.जी.एच. का उत्तर स्वीकार्य नहीं है क्योंकि पी.एस.सी. का अनुच्छेद 6.6 यह कहता है कि विकास एवं उत्पादन संचालनों के संदर्भ में वार्षिक डब्ल्यू.पी. एण्ड बी. एम.सी. द्वारा स्वीकृत की जानी होती है। अतः ऑपरेटर एम.सी. द्वारा डब्ल्यू.पी. एण्ड बी. का अनुमोदन के बिना व्यय करने का अधिकारी नहीं है। इसलिए यह डी.जी.एच. की प्राथमिक जिम्मेदारी है कि डब्ल्यू.पी. एण्ड बी. का व्यय नियंत्रित करने के लिए पी.एस.सी. की नियत समय सीमा का विस्तृत समीक्षा करे।

2.6.4.7. ऑपरेटर ने जवाब में (जून 2014) में एम ओ पी एन जी को बताया कि *एम द्वारा अनुमोदित ए आई डी पी का अनुमानित केपैक्स यू.एस. डॉलर 8.8 बिलियन का है जो कि दो चरणों में खर्च होना है। द्वितीय चरण का कार्यान्वयन प्रथम चरण को प्रगति पर आधारित था एवं उसमे बदलाव उसके अनुभव मान पर आधारित था। प्राथमिक अनुमोदित विकास व्यय यू.एस. डॉलर 8.8 बिलियन के विपरीत वास्तविक खर्चा यू.एस. डॉलर 5.76 बिलियन 31.03.2012 तक हो चुका था। इसके बावजूद प्रथम चरण के विकास मूल्य में वृद्वि प्राथमिक अनुमान यू.एस. डॉलर 5.2 बिलियन से कही अधिक था। कॉन्ट्रेक्टर ने वास्तविक समय में क्रमप्रपात देरी से होने वाले प्रभावों को दूर करने के अनेक प्रयत्न किए जो कि अनेक संमार तंत्र, निर्धारित एवं समय खण्ड दश दायित्वों से संबंधित थे। कॉन्ट्रेक्टर ने परियोजना की पूर्ण सफलता को सूनिश्चित करने के सुरक्षा एवं गुणवत्ता से समझौता न करते हुए न्यूनतम समय में कुल स्थापित मूल्य (टी आई सी) को कम के प्रयास किया।*

2.6.4.8. कॉन्ट्रेक्टर का जवाब मान्य नही है क्योंकि ए.आई.डी.पी द्वारा अनुमोदिन एम.सी के अनुसार 22 कुओं को खोदने व जोड़ने एवं 80 एम.एम.एस.सी.एम.डी. के लिए गैस उत्पादन सुविधा की कुल कीमत यू एस डॉलर 5.2 बिलियन थी, जबकि कॉन्ट्रेक्टर ने यू एस डॉलर 5.76 बिलियन की कीमत में अन्य समस्त उत्पादन सुविधाओं के साथ जोड़े। परन्तु केवल 18 कुएँ यह साफ दर्शाता है कि चरण–। के विकास की कीमत में वृद्वि हुई जबकि चरण–। का विकास योजना कार्य ऑपरेटर द्वारा पूर्ण नहीं किया गया था।

2.6.5 गैस संचालन सुविधाओं का न्यून उपयोग

2.6.5.1. ए.आई.डी.पी. ने 80 एम.एम.एस.सी.एम.डी. के प्लेट्यू उत्पादन दर की कल्पना मध्य 2008 तक पहले गैस उत्पादन के साथ की। ऑपरेटर ने (नवंबर 2006) में डी.जी.एच. को एक विस्तृत प्रस्ताव यह दर्शाते हुए कि पूंजीगत व्यय दो चरणों में किया जाएगा जो कि 5.20 बिलियन यू.एस. डॉलर चरण–1 में (2008–09 तक) व यू.एस. डॉलर 3.64 बिलियन चरण–2 में (2008–09 से परे) दिया। ऑपरेटर ने चरण–2 विकास कार्य जिसमें उत्पादक कुओं का खोदना भी है (दिसंबर 2013) शुरू नहीं किया है। लेकिन, चरण–1 की गतिविधियाँ कर ली गई है।

2.6.5.2. ऑपरेटर द्वारा निर्मित सुविधाएं गैस उत्पादन की घटती प्रवृति व अनुमोदित ए.आई.डी.पी. के अनुसार कुएं न खोदने से न्यून उपयोग/अनुपयोग रही जैसे कि,

- ओ.टी. के मामले में, 'स्लगकैचर' पोटेशन सेपरेटर, गैस–फिल्टर केलीस, गैस टर्बाईन जनरेटर इत्यादि लगभग 50 *प्रतिशत* अनुपयोग में रहे।
- सी.आर.पी. में निर्मित सुविधाएं, गैस की में आयी कमी प्रवृत्ति के कारण न्यून उपयोग में आए।
- छः सबसी मैनीफोल्डस के मामले में, प्रत्येक मैनीफोल्ड जोकि छः कुओं को जोड़ने के लिए योजित था, फिर भी अभी तक केवल 18 कुएं ही, इन मैनीफोल्डों से जोड़े गए। शेष कुओं के न जोड़ पाने के कारण, ये सुविधाएँ 50 *प्रतिशत* अनुपयोगिता रहे।
- अन्ततः तीन 24'' पाइपलांइस सी.आर.पी. से ओ.टी. एवं दो 24'' सी.आर.पी. से डीपवॉटर पाइपलाइन एण्ड मैनीफोल्ड तक में लगाई गई । ऑपरेटर (ए.आई.डी.पी.) ने बताया में कि ये पाइपलाइन 80 एम.एम.एस.सी.एम.डी. गैस के संचलन के लिए बनी जिसमें 120 एम.एम.एस.सी. एम.डी. तक बढ़ाने का प्रावधान है तथा ओ.टी. एवं सी.आर.पी. के मध्य तीसरी पाइपलाइन से पर्याप्त वैकल्पित स्थिति के लिए एक पाइपलाइन निष्क्रिय होने के मामले में प्लेट्यू क्षमता को 40 एम.एम.एस.सी.एम.डी. से ऊपर बढ़ाया जा सकेगा। वर्तमान गैस उत्पादन स्तर में आई कमी के कारण एवं अनुमोदित ए.आई.डी.पी. के अनुसार कुएं न खोदने से, ऐसा प्रतीत होता है कि दो पाइपलाइस ही सी.आर.पी. से ओ.टी. गैस पहुँचाने के लिए पर्याप्त होगी एवं अतः यू.एस. डॉलर 182.73 मिलियन की लागत दर लगाई गई तीसरी पाइपलाइन कार्यहीन पड़ी रही जिससे उस पर हुआ खर्च निष्फल हुआ।

2.6.5.3. डी.जी.एच. ने कहा (जनवरी 2014), *''यह कार्यालय उत्पादन में हुई कमी से संस्थापनों के न्यून उपयोग की खोज को स्वीकारता है एवं 2011–12 तक यू.एस. डॉलर 1.005 बिलियन लागत वसूली को स्वीकार न करने का इसी को आधार बनाता है।*

2.6.5.4. ऑपरेटर ने अपने जवाब (जून 2014) में एम ओ पी एन जी को बताया कि "*विद्यमान सुविधाओं के सामर्थ्य एवं अतस्थः परिरूप को आर–क्लस्टर, उपग्रह एवं अन्य क्षेत्र को संगठित करने के लिए सार्थक उपयोग में लाना चाहिए। समीक्षक के दृष्टिकोण से, यह प्रतीत होता है कि सुविधाएँ पूर्ण रूप से उपयोग में नही आई तथापि, संगठित एवं साकल्यवादी दृष्टिकोण से यह घ्यान में रखते हुए कि पिछले 5 वर्षो में ये सुविधाएँ डी1 डी3 के लिए उपयोग मे लाई गई और भविष्य में भी प्रगति के लिए निपुणता से प्रयोग में लाई जाएगी। कॉन्ट्रेक्टर का मानना है कि विद्यमान सुविधाओं पर किया गया खर्चा सही था।*"

2.6.5.5. ऑपरेटर की टिप्पणी को इस तथ्य को घ्यान मे रखते हुए देखना चाहिए कि जो सुविधाएँ डी1 डी3 गैस क्षेत्रों के विकास परियोजना के लिए बनाई गई थी वे पूर्ण रूप से प्रयोग में नहीं लाई गई। ऑपरेटर के तर्क के अनुसार इन सुविधाओं का उपयोग भविष्य में विकास परियोजनाओं के आधार पर अन्य क्षेत्रों में उपयोग स्वीकार्य नहीं है क्योंकि ये परियोजनाएँ विभिन्न प्रस्तुत/अनुमोदन स्तरों पर हैं।

2.6.5.6. एग्ज़िट कॉन्फ्रेंस (जुलाई 2014) के दौरान, ऑपरेटर ने घोषित किया कि *यह विषय आर्बिट्रेशन के अन्तर्गत विचाराधीन है और कोई निष्कर्ष निकालना इस विषय पर लेखापरीक्षा प्रतिवेदन के अन्तर्गत पी एस सी के दलों के हित के विपरीत होगा।*

2.6.5.7. यह भी नोट कर लिया जाए कि पी एस सी के अनुच्छेद 33.12 के अनुसार "*जहाँ तक व्यवहार्य है, पार्टियों को कॉन्ट्रेक्ट की शर्तों को एकमात्र विशेषज्ञ के सामने प्रतिनिर्णय कार्यवाही या मध्यस्थ या परिनिर्णय अदालत और कोई बकाया दावा एवं विवाद के होते हुए भी जारी रखा जाए।*" *इसके अलावा, यह लेखापरीक्षा जी.ओ.आई. के अनुरोध पर पी एस सी के परिशिष्ट सी के अनुच्छेद 25 पी एस सी का परिशिष्ट सी के अंतर्गत कार्यक्षेत्र, विस्तार, ढंग के अनुरूप की गई।*

2.6.6 क्षेत्र विकास योजना (ओ.एफ.डी.पी.) की व्यवहार्यता

2.6.6.1. कॉन्ट्रेक्टर ने (जुलाई 2008) में एम.सी. के अनुमोदन हेतु नौ सेटेलाइट गैस अनुसंधान[49] (एस.जी.डी.) की विकास योजना (डी.पी.) प्रस्तुत की। जनवरी 2009 में योजना की स्वीकृति की शर्त के साथ डी.पी. में गैस भण्डारण 2200 बी.सी.एफ. यू.एस. डॉलर 5910 मिलियन केपेक्स तथा मध्य 2013 के बाद अनुमानित गैस के साथ था। डी.जी.एच. ने (फरवरी 2009) में देखा कि डी.पी. का आर्थिक तकनीकी अध्ययन मूल्य 4.20 यू एस डॉलर प्रति एम.एम.वी.टी.यू. गैस पर कराने के बाद, तथा 10 प्रतिशत की छूट कारक के बाद पाया कि योजना में शुद्ध वर्तमान मूल्य (एन.पी.वी) का ऋणात्मक धन प्रवाह है और कॉन्ट्रेक्टर को सलाह दी (मार्च/अप्रैल/नवंबर 2009) विकास योजना पर पुनः विचार कर जी.ओ.आई. के अनुमोदन हेतु समय सीमा के अंदर प्रस्तुत करें।

2.6.6.2. कॉन्ट्रेक्टर ने (दिसम्बर 2009) चार सेटेलाइट अनुसंधानों के लिए एक ओ.एफ.डी.पी., ओ.जी. आई.पी. 1513 बी.सी.एफ. के साथ, आठ कुओं के गैस उत्पादन[50] की 10 एम.एम.एस.सी.एम.डी. तथा 1.यू एस डॉलर 529 बिलियन केपेक्स के अनुमानित दर पर प्रस्तुत किया। आन्तरिक अध्ययन और कॉन्ट्रेक्टर के साथ पत्राचार के बाद डी.जी.एच. ने उत्पादन रूपरेखा लागत अनुमान और योजनाओं की समय सारिणी का आर्थिक तकनीकी अध्ययन में, ऋणात्मक (एन.पी.वी.) 239 मिलियन यू.एस. डॉलर पायी। डी. जी.एच. ने एक अन्य परिदृश्य राजस्व से रॉयल्टी खर्चे को निकालकर और केपेक्स को दो साल में चरणवद्ध कर, योजना को अल्प आर्थिक व्यवहार्य (33 मिलियन यू.एस. डॉलर एन.पी.वी. के साथ) बनाया।

2.6.6.3. ऋणात्मक एन.पी.वी. को देखते हुए यह एक तथ्य था कि कॉन्ट्रेक्टर का 2006 का अनुमानित पूंजीगत व्यय आन्तरिक अनुमान फ्रन्ट एण्ड इन्जीनियरिंग और डिजायन (एफ.ई.ई.डी) और विस्तृत इन्डीनियरिंग कराये बिना था। डी.जी.एच. ने एम.ओ.पी.एन.जी. को बताया (अगस्त 2011) कि ओ. एफ.डी.पी. गैस मूल्य 4.2यू.एस डॉलर प्रति एम.एम.वी.टी.यू. पर तकनीकी आर्थिक रूप से व्यवहार्य नहीं हो सकता।

2.6.6.4. एम.ओ.पी.एन.जी. (23 दिसंबर 2011) ने डी.जी.एच. को बिना हानि लाभ मूल्य/एम.एम.बी.टी. यू. (घनात्मक एवं ऋणात्मक दोनों) 10 से 15 *प्रतिशत* के साथ अलग–अलग आर्थिक दृष्टिकोण बनाने की सलाह दी। चार दृष्टिकोणों में 10 *प्रतिशत* और 15 *प्रतिशत* के अन्तर के बनाने के बाद (घनात्मक एवं ऋणात्मक दोनों) डी.जी.एच., ने यू.एस. डॉलर 4.34 प्रति एम.एम.बी.टी.यू. और यू.एस. डॉलर 5.81 प्रति एम.एम.बी.टी.यू. के मध्य बिना लाभ हानि दर बनायी और (दिसंबर 2011) में एम.ओ.पी.एन.जी. से

---

[49] डी–2, डी–4, डी–6, डी–7, डी–8, डी–16, डी–19, डी–22 एवं डी–23

[50] डी–2, डी–6, डी–19 एवं डी–22

मामले पर अपना विचार लेने की प्रार्थना की। सबसे कम बिना लाभ हानि दर गैस मूल्य 4.2 यू.एस. डॉलर/एम.एम.बी.टी.यू. से अधिक था।

2.6.6.5. एम.ओ.पी.एन.जी. ने डी.जी.एच. से प्रस्तावित सेटेलाइट क्षेत्रों की व्यवहार्यता पारित औसत मूल्य (डब्ल्यू.ए.पी.) पर कुल उत्पादन को लेते हुए बनाने को कहा (2 जनवरी 2012), कि चार एस.जी.डी. से उत्पादित गैस, डी.1–डी.3 एवं एम.ए. क्षेत्रों से उत्पादित गैस के साथ, गैस मूल्य 4.2 यू.एस. डॉलर प्रति एम.एम.बी.टी.यू., जो कि पूरे कॉन्ट्रेक्ट क्षेत्र के लिए मंत्रियों के अधिकार प्राप्त समूह द्वारा निर्धारित है, के दर पर बेचा जायेगा। तदनुसार, डी.जी.एच. ने सभी क्षेत्रों के लिए गैस का डब्ल्यू.ए.पी. डी.1–डी.3 और एम.ए. क्षेत्रों का उत्पादित भण्डार को ध्यान में रखते हुए 3 यू.एस. डॉलर प्रति एम.एम.बी.टी.यू. की दर से और चार एस.जी.डी. 5.8 यू.एस. डॉलर प्रति एम.एम.बी.टी.यू. की दर से गणना की जिसमें प्रत्येक में 3.15 यू.एस. डॉलर प्रति एम.एम.वी.टी.यू. से 3.22 यू.एस. डॉलर प्रति एम.एम.बी.टी.यू. के बीच अंतर था। अब इस योजना को डी.जी.एच. ने व्यवहार्य पाया और एम.सी. ने ओ.एफ.डी.पी. को 3 जनवरी 2012 को अनुमोदित कर दिया।

2.6.6.6. उपरोक्त तथ्यों से लेखापरीक्षा ने पाया कि:

- एम ओ पी एन जी/डी जी एच ने एफ डी पी का तकनीकी/आर्थिक विश्लेषण करने के लिए कोई मानक/मापदंड तय नहीं किए।
- प्रारम्भ में, ओ.एफ.डी.पी. आर्थिक तकनीकी रूप में व्यवहार्य नहीं थी, फिर भी विभिन्न परिदृश्यों व बदली मान्यताओं को अतिष्कार करके जैसाकि रॉयल्टी खर्चे को निकालकर और केपेक्स को बदलाव से अल्प व्यवहार्य बनाया।
- एम.ओ.पी.एन.जी. ने डी.जी.एच. को (30 सितंबर 2011) ओ.एफ.डी.पी. के केपेक्स के मूल्यांकन हेतु तृतीय पार्टी निर्धारण करने को कहा। अर्नेस्ट/निविदा प्रतिभूति और हित के विरोध को प्रस्तुत न करने के विचार से डी.जी.एच. ने (19 दिसंबर 2011) एम.ओ.पी.एन.जी. को सूचित किया कि ओ.एफ.डी.पी. की केपेक्स का तृतीय पार्टी मूल्यांकन कराया जाना सम्भव नहीं था। यद्यपि, एम.ओ.पी.एन.जी. द्वारा इस मामले पर कोई निर्णय होने से पूर्व ही एम.सी. ने जनवरी 2012 में ओ.एफ.डी.पी. को अनुमोदित कर दिया। इस कारण केपेक्स का तृतीय पार्टी मूल्यांकन के अभाव में, केपेक्स के औचित्य और न्याय संगत और पी.पी. के जी.ओ.आई. के हिस्से को सुनिश्चित नहीं किया जा सका।

2.6.6.7. डी.जी.एच. ने अपने जवाब (अक्टूबर 2012) में कहा कि

(i) *एफ.डी.पी. में गैस अन्वेषणों के मुद्रीकरण करने वाले 0.617 टी.सी.एफ गैस के प्रचुर भण्डार वाले चार सेटेलाइट है। कॉन्ट्रेक्टर ने गैस मूल्य 6 यू.एस. डॉलर प्रति एम.एम.बी.टी.यू. पर योजना के तकनीकी व्यवहार्यता का मूल्यांकन किया।*

(ii) *यद्यपि डी.जी.एच. में वर्तमान गैस मूल्य 4.20 यू.एस. डॉलर प्रति एम.एम.बी.टी.यू. पर जब योजना का मूल्यांकन किया गया। योजना ने ऋणात्मक एन.पी.बी. दिखाया 4.2 यू.एस. डॉलर प्रति एम.एम.बी.टी.यू. के गैस मूल्य पर मूल्यांकन के आधार पर गैस का मुद्रीकरण न होने के कारण गैस उत्पादन में भारी हानि, मुख्यतः दूसरे क्षेत्रों के लिए गैस मूल्य का अदा करने से,*

दर्शाता है। इस प्रकार विभिन्न दृष्टिकोण जैसे छोटे सगर्भता समय रॉयल्टी छोड़कर 10 से 15 प्रतिशत बढ़ा/कम केपेक्स परीक्षित किये गये थे।

(iii) *जी.ओ.आई. को नगद प्रवाह में रॉयल्टी, भण्डारण रखने के लिए और इस प्रकार के खर्चों को निकालकर एक दृष्टिकोण का मूल्यांकन करना है।*

(iv) *लगात वसूलने के लिए केपेक्स पर ध्यान दिया जायेगा कि वह लेखापरीक्षक द्वारा प्रमाणित, सी.एण्ड ए.जी. सहित, सही नकद प्रवाह से सीमित होगा।*

(v) *सम्भव गैस मूल्य के संदर्भ में योजना की आर्थिक व्यवहार्यता की दूरी का मूल्यांकन करने के लिए, यह गणना की गयी थी कि ब्रेकईवन मूल्य 4.34 से 5.81 यू.एस. डॉलर की श्रेणी में था जबकि केपेक्स +/- 10 से 15 प्रतिशत बढ़ा हुआ था।*

2.6.6.8. एम ओ पी एन जी ने अपने जवाब (जून 2009) में कहा कि

- *किसी खोज के अविकास से बचने के लिए आर्थिक व्यवहार्यता को विभिन्न परिदृश्यों में मूल्यांकन किया गया ताकि श्रेष्ठतम निर्णय लिया जा सके।*
- *तकनीकी–आर्थिक मूल्यांकन आर्थिक व व्यवहारिक सिद्धांतों से प्रेरित है। आर्थिक विश्लेषण हेतु अलग मापदंडों का निर्धारण संभव नहीं था।*
- *डी1, डी3 व एम ए अलग–अलग समय पर मूल्यांकित किए गये। अतः भिन्न–भिन्न समय पर अलग–अलग दरों को मूल्यांकन के लिए अपनाया गया ।*

2.6.6.9. ऑपरेटर ने एम ओ पी एन जी से अपने उत्तर (जून 2014) में कहा कि *''लघु और सीमांत व वाणिज्यिक सीमारेखा खोजों का निवर्तमान खोजों के साथ सर्वोत्तम रूप से विकास किया जाता है क्योंकि ये उनके उत्पादन की संभावना को बढ़ाता है। हाइड्रोकार्बन रिज़र्व के पाने के पश्चात्, निवर्तमान ढाँचागत सुविधाओं को इस्तेमाल करके, वर्तमान कॉन्ट्रेक्टर इन लघु/सीमान्त भण्डारों का कुछ ही वर्षों में विकसित किये जाने के लिए आर्थिक रूप से व्यवहार्य बनाने में सक्षम हैं। बजाय इसके कि इनको सदा के लिए अविकसित छोड़ दिया जाये। एफ डी पी का सब–मार्किट मूल्य पर मूल्यांकन व इसे अव्यवहार्य घोषित करना न केवल पी एस सी के विरूद्ध था बल्कि गैस की कमी से जुझ रहे देश में अति आवश्यक उत्पादन का दमन करने जैसा है।''*

2.6.6.10. लेखापरीक्षा के विचार से डी जी एच/एम ओ पी एन जी/ऑपरेटर का उत्तर निम्न कारणों से विचारणीय है :

- डी.1–डी.3 गैस क्षेत्रों एवं एम.ए. तेल क्षेत्र गैस के लिए यू.एस. डॉलर 3.0 प्रति एम.एम.बी.टी.यू वेटेड एवरेज प्राइज (डब्ल्यू.ए.पी) की दर से लेकर एवं ओ.एफ.डी.पी के लिए यू.एस. डॉलर 5.8 प्रति एम.एम.बी.टी.यू. की दर से वेटेड एवरेज प्राइज (डब्ल्यू.ए.पी) लेने के पश्चात् तकनीकी आर्थिकी को निश्चित करने का कोई व्यवहार्य कारण नहीं, क्योंकि जी.ओ.आई. ने गैस का मूल्य यू.एस. डॉलर 4.20 प्रति एम.एम.बी.टी.यू. निश्चित किया था।
- ओ एफ डी पी के मूल्यांकन के समय केजी–डीडब्ल्यूएन–98/3 परिचालित गैस मूल्य उपलब्ध था अतः अलग मूल्यों का इस्तेमाल करने की आवश्यकता नहीं थी।

- ओ एफ डी पी कैपेक्स अनुमान कॉन्ट्रेक्टर के 2006 के स्वगृहीय अनुमानों पर आधारित था तथा कॉन्ट्रेक्टर ने भी ओ.एफ.डी.पी. के अनुमोदन तक एफ.ई.ई.डी. एवं विस्तृत अभियांत्रिकी नहीं पूरी की थी। अतः कैपेक्स व्यवहारिक नहीं था और लागत वृद्धि की संभावनाओं को नकारा नहीं जा सकता।

- आई.एम. के आंकलन के लिए रॉयल्टी को व्यय माना गया है, अतः इसे व्यय से अलग नहीं किया जा सकता।

- ओ.एफ.डी.पी के आर्थिक मूल्यांकन में वेटेड एवरेज प्राइज (डब्ल्यू.ए.पी) दर्शाता है कि ओ एफ पी डी में यदि कोई अपर्याप्तता हो तो वह डी1, डी2 व एम ए क्षेत्र की आय से प्रतिपूर्ति की जाएगी जिनमें पहले से अनुमोदित उत्पादन रूपरेखा से कम गैस/तेल का उत्पादन हो रहा है।

- योजना पारित करने से पूर्व विधिवत वित्तीय कर्मिष्ठता को पालन करना अधिक महत्वपूर्ण है क्योंकि कॉन्ट्रेक्टर को वार्षिक डब्ल्यू.पी. एण्ड बी. की स्वीकृति लेकर व्यय करने का अधिकार है एवं एक लेखा परीक्षक की जिम्मेदारी एक कार्योत्तर अभ्यास होगा।

2.6.6.11. ऑडिट छोटे व सीमान्त और वाणिज्यिक रूप से सीमारेखा खोजों के विकास के खिलाफ नहीं है। लेखापरीक्षा की मुख्य चिंता है कि इस तरह की खोजों के लिए एफ डी पी का तकनीकी–आर्थिक विश्लेषण करने के लिए सभी प्रासंगिक कारकों को सम्मिलित करते हुए एक उपयुक्त ढाँचा होना चाहिए। यह इसलिए और भी महत्वपूर्ण हो जाता है क्योंकि कि देश ऊर्जा सुरक्षा प्राप्त करने के लिए एक छोटी खोज को भी नहीं छोड़ सकता। अतः एम ओ पी एन जी को जी.ओ.आई. की देश में गैस उपयोग की नीति को ध्यान में रखते हुए एफ डी पी के तकनीकी–आर्थिक विश्लेषण के लिए मापदंड/मानदंड तय करने चाहिए।

लेखापरीक्षा सिफारिश 6 एफ डी पी के तकनीकी/आर्थिक विश्लेषण के मापदंड/मानदंड तय करने पर एम ओ पी एन जी विचार करें।

2.7 व्यय संबंधी मामले

लेखापरीक्षा ने अनुपालन और औचित्य के दृष्टिकोण पी.एस.सी. प्रावधानों व संबंधित खरीद अनुबंध को नियम एंव शर्तों के संदर्भ में एक नमूना/नमूना परीक्षण के आधार पर व्यय की समीक्षा की। चयनित लेन–देनों में पहले दिये गये कॉन्ट्रेक्टों से संबंधित ऐसे भुगतानों, जोकि 2008–09 से 2011–12 की अवधि में हुए थे और इसी अवधि के कॉन्ट्रेक्टों, को सम्मिलित किया गया है। इस लेखापरीक्षा के परिणाम ऐसे उदाहरण प्रकट करते हैं जहाँ भुगतान कॉन्ट्रेक्ट के प्रावधानों के अनुरूप नहीं थे एंव जिसके कारण हुए अतिरिक्त/अस्वीकार्य खर्चे निम्नवत हैं।

2.7.1 कॉन्ट्रेक्ट की शर्तों के विरूद्ध दी गई रियायतें

2.7.1.1 *अतटवर्ती सुविधाओं की अभियांत्रिकी, खरीद, संस्थापन एवं निर्माण का कॉन्ट्रेक्ट*

2.7.1.1.1. ऑपरेटर ने मैसर्स ऑलसीज मैरीन कांट्रैक्टर्स एस.ए.(ए.एम.सी.) को 764.08 मि. यूरो के मौलिक स्तर कॉन्ट्रेक्ट मूल्य पर (यूरो 699.09 मि. की एक मुश्त राशि एवं 64.99 मि. यूरो की अनन्तिम

राशि) डी.1–डी.3 क्षेत्रों के विकास के लिए अतटवर्ती सुविधाओं के अभियांत्रिकी, खरीद, संस्थापन एवं निर्माण (ई.पी.आई.सी.) का कॉन्ट्रेक्ट नं. ओ.जी.8/3611335 दिनांक 4 अक्टूबर 2006 दिया। कॉन्ट्रेक्ट में रेखांकित माइलस्टोंस के अनुसार, माइलस्टोन–2 अर्थात् ''पहले 9 कुओं के समूह के प्रारंभन को तैयार करना व पूर्व स्थापन" को 15 मई 2008 तक प्राप्त कर लेना था जबकि माइलस्टोन–3 अर्थात् "दूसरे 9 कुओं के समूह के प्रारंभन तैयार करने व पूर्वस्थापन को पूरा करना'' को 17 जुलाई 2008 तक प्राप्त किया जाना था।

2.7.1.1.2. लेकिन, चूंकि ए.एम.सी. उपरोक्त मील पत्थरों को प्राप्त नहीं कर पाया था, उसने 20 जून 2008 को ऑपरेटर को सूचित किया कि ऑपरेटर से संबंधित उसे कॉन्ट्रेक्ट के अंतर्गत उसके कर्तव्यों का पालन करने से रोक रहे थे तथा इसे सुपुर्दगी और एग्रीमेंट प्रशासन ने अपरिचालनीय बना दिया। ए.एम.सी ने उल्लेख किया कि ऑपरेटर के नामित विलंब इस सीमा तक बढ़ गए कि ए.एम.सी. की थर्ड–पार्टी एग्रीमेंटत्मक वचनबद्धताएं भी खतरे में पड़ गयी। ए.एम.सी के अनुसार, सभी शामिल पार्टियाँः ऑपरेटर, ए.एम.सी एवं सब कॉन्ट्रेक्टर इस परियोजना पर अपने–अपने स्वगत विलंबों के लिए उतर दायी थे। ए.एम.सी ने यह भी बताया कि यदि शीघ्रतम प्रथम गैस तिथि प्राप्त करने हेतु ऑपरेटर कार्यसूची में बदलाव करना चाहता है तो पूर्वतम ऑपरेटर को उसकी प्राप्ति के लिए अतिरिक्त खर्चा देना होगा। इसके अलावा ऑपरेटर को पिछले महीनों में ए.एम.सी. द्वारा सुझाई गयी योजना से विपथनों के कारण हुए अतिरिक्त खर्चों को भी उठाना पड़ेगा।

2.7.1.1.3. ऑपरेटर ने ए.एम.सी. के दावों को नकारा (25 जून 2008 व 7 अगस्त 2008) कि उसके कारण हुए विलंबों से ए.एम.सी. को कर्तव्य पालन में रूकावट हुई एवं उसने ए.एम.सी. को कहा कि वह अपने अच्छे निष्पादन के अभाव जैसे कि प्रमुखतर संसाधनों को चालित करने में हुआ अनुचित विलंब, लगभग सभी मोर्चों पर धीमी विकास दर, 'एकलिप्स' वाहन का तुच्छ निष्पादन, उप–उत्कृष्ट समन्यवित क्रियान्वयन, गुणवता संबंधी मामले, अकुशल योजना एवं प्रबंधन, अपर्याप्त मानवशक्ति इत्यादि को मानें एवं जिम्मेवारी स्वीकारे।

2.7.1.1.4. ए.एम.सी. के साथ कॉन्ट्रेक्ट संबंधी मुद्दों के निपटान के लिए एवं कार्यों की समाप्ति को तीव्र करने के लिए, जून, जुलाई एवं अगस्त 2008 के दौरान पत्राचार एवं विचार विर्मश किए गए।

2.7.1.1.5. ए.एम.सी. से चर्चा के बाद, ऑपरेटर ने 1 सितंबर 2008 को केजी–डी.डब्ल्यू.एन.–98/3 ब्लॉक के ओ.सी. के समक्ष प्रस्ताव प्रस्तुत करते हुए प्रार्थना की कि ए.एम.सी. द्वारा निवेदित कुछ रियायते उसे दी जाएं। विलंब और दण्डों के बारे में, ऑपरेटर ने कहा कि अनुबन्ध के अन्तर्गत देय अधिकतम लिक्विडेटेड डैमेज (एल.डी.) की सीमा पूर्ण हो चुकी है एवं ए.एम.सी. को परियोजना को पूर्ण करने का वास्तव में कोई प्रोत्साहन नहीं था। ऑपरेटर ने यह भी बताया कि यद्यपि कॉन्ट्रेक्ट यह कहता है कि मील पत्थर को पाने के आवश्यक अतिरिक्त संसाधन ए.एम.सी. द्वारा लगाए जाने थे यानि कि अपनी लागत पर, उसने सोचा कि परियोजना के हित में उसे ऐसा कदम नहीं उठाना चाहिए जो काम पूरा करने के लिए ए.एम.सी को हतोत्साहित करे क्योंकि ऐसे कदम से विपरीत प्रभाव होगा। ऑपरेटर ने प्रस्ताव में यह तर्क किया कि ए.एम.सी. के पास दृढ़ कारण थे इस दावे के लिए कि उनका काम पूरा करने का व्यय अनुमान सीमा को बहुत पार गया था एवं बल्कि 'फ्री इश्यू मैटिरियल्स' (एफ.आई.एम.) को मुहैया कराने में हुए विलंब के कारण एवं सी.आर.पी. को पूरा करने में विलंब के कारण ऑपरेटर ने एक सीमा तक ए.एम.सी. द्वारा किये गये विलंब में योगदान दिया। माइलस्टोन प्राप्त नहीं करने के अन्य

कारण थे–शिपिंग महानिदेशालय (डी.जी.एस.) द्वारा विशिष्ट अवधि लाइसेंस (एस.पी.एल.) के नये विनियमो का जारी किया जाना जिनसे अनुसूची पर प्रभाव रहा, मछली पकड़ने की नौकाओं द्वारा कार्यक्षेत्र में आवधिक घुसपैठ इत्यादि। इस प्रकार एल.डी लागू करने व ए.एम.सी को करने अपनी ही लागत पर अतिरिक्त संसाधन उपलब्ध कराने के लिए बाध्य करने से मुकदमेबाजी होगी, जिसके चलते परियोजना और भी विलम्बित होगी।

2.7.1.1.6. ऑपरेटर द्वारा दिए गए तर्क के आधार पर, ओ.सी. ने (2 सितंबर 2008) निम्नांकित रियायतें ए.एम.सी. को देना स्वीकार किया जिसका अनुमानित प्रभाव लगभग 200 मिलियन यूरो थाः

- ए.एम.सी. को लागत या वसूली बिना अपतटीय काम में तेजी लाने के लिए आवश्यक अतिरिक्त संसाधन उपलब्ध कराने के लिए।
- उप समुद्री निर्माणन जलयान 'हेलिक्स एक्सप्रेस' को छोड़ना एवं उसकी जगह प्रचालन फीस देकर जलयान 'रेम फोरजा' को चालित करना।
- ए.एम.सी. को बिना लागत अतिरिक्त 'डाइविंग स्प्रैड' उपलब्ध कराना।
- वेंडर को यूरो 95 मिलियन की अतिरिक्त राशि अदा करना, उन विलबों के लिए जो ए.एम.सी. के कारण नहीं थीं।
- एल.डी. लगाने में रियायत करना।
- ए.एम.सी. को निश्चित की गई तिथि तक प्रथम गैस प्राप्ति के लिए प्रोत्साहन देना।
- जम्पर सृजन को शीघ्रता से बनाने हेतु सहायता उपलब्ध कराना एवं संसाधनों का मूल्य अदा करना।

2.7.1.1.7. तत्पश्चात, कार्यों के शीर्घता से समापन के उद्देश्य से, 13 अक्टूबर 2008 को ए.एम.सी. व ऑपरेटर के बीच एक समझौता, जिसमें उनके मध्य कॉन्ट्रेक्ट संबंधी मामलों के समाधान हेतु एक खाका बनाया गया, जिसमें उपरोक्त रियायतें भी थी, जिसका लक्ष्य था कि ए.एम.सी. माइलस्टोन–2 को 23 दिसंबर 2008 तक एवं माइलस्टोन 3 को 18 मार्च 2009 तक प्राप्त कर ले, हस्ताक्षर किया गया।

2.7.1.1.8. इस संदर्भ में, अभिलेखों के परीक्षण के आधार पर लेखापरीक्षा इस निष्कर्ष पर पहुंचती है कि ये रियायतें ई पी आई सी कॉन्ट्रेक्ट के अधिकार क्षेत्र और पी एस सी प्रावधानों के अंतर्गत नहीं आती हैं। पी.एस.सी. लेखे प्रक्रिया के परिशिष्ट 'सी' के संभाग 3.2 (ix) के अनुसार *''कॉन्ट्रेक्टगत प्रतिबद्धताओं के गैर सम्पन्नता के संदर्भ में अदा की गयी रकमें न वसूली योग्य हैं एवं न स्वीकार्य हैं''।* अतः, लेखापरीक्षा के मत में, ये अदायगी (अनुमानित 200 मिलियन यूरो) ब्लॉक से वसूली करने योग्य नहीं है। विस्तृत टिप्पणियाँ आगे है :

- कुल मूल्य के अन्तरिम भाग को छोड़कर (अनुमानतः यूरो 65 मि.) ए.एम.सी. के साथ किया कॉन्ट्रेक्ट एक एक मुश्त राशि का कॉन्ट्रेक्ट है एवं सभी लागतें कॉन्ट्रेक्ट देने से पूर्व शामिल कर ली गई थी। संयोग से, संभाव्य मुद्दे स्पष्ट करने हेतु बोली लगाने वालों के साथ विस्तृत

बोली पूर्व की बैठकें की गई थी एवं ए.एम.सी. ने अपनी मूल बोली को बढ़ाकर[51] संशोधित कर दिया था। इस संदर्भ में लेखापरीक्षा ने पाया कि एग्रीमेंट में ऐसा कोई प्रावधान नहीं था जोकि ऐसे कारणों से बढ़ी हुई लागतों, जिनका भुगतान ऑपरेटरों द्वारा किया गया था, का दावा करने का ए.एम.सी. को अधिकारी बना सके। तो भी, प्रस्ताव की शर्तों के आधार पर ऑपरेटर ने एक दम से यूरो 95 मि. (ए.एम.सी. द्वारा गणित यूरो 360 मि. की कुल लागत वृद्धि में से) ए.एम.सी. को लागत वृद्धि में उसके हिस्से के रूप में किए।

- कॉन्ट्रेक्ट के धारा नं. 9.5 के अनुसार, सम्पूर्णता से पहले किसी भी समय ए.एम.सी. किसी जलीय यान जो ए.एम.सी. द्वारा कार्य के निष्पादन में प्रयोग हुआ हो, को अन्य विकल्प से बिना ऑपरेटर के पूर्व प्राप्त एवं लिखित अनुमोदन के बदलेगा। यदि ए.एम.सी. किसी वैकल्पिक बदलाव के लिए ऑपरेटर की अनुमति चाहता है, तो ए.एम.सी. यह सुनिश्चित करे कि प्रस्तावित विकल्प, मैरीन क्राफ्ट : (क) समान या उच्चतर स्तरीय या विर्निदेशनों का हो, एवं (ख) उसमें कार्यों के उन भागों को समान या बेहतर रूप से करने की क्षमता एवं सक्षमता उस मूल जलीय यान से अधिक हो जिसको उस नये यान ने स्थानापन्न किया है। इसके अतिरिक्त, या बदलाव से संबंधित सभी या कोई भी लागत ए.एम.सी. की एक मात्र जिम्मेवारी पर होगी। और, ऐसा कोई भी विकल्पन या बदलाव ए.एम.सी. के एकल जिम्मेवरी पर होगे एवं ए.एम.सी. को यह अधिकार न मिले कि वो किसी माइलस्टोन या समापन तिथि के लिए अतिरिक्त समय या कॉन्ट्रेक्ट के मूल्य में किसी वृद्धि की मांग कर सके।

- दिनांक 1 अक्टूबर 2008 के बदलाव के आदेश संख्या 11 (20 सितंबर 2008 से प्रभावी) के पुनरीक्षण से किन्तु यह उजागर हुआ कि उपरोक्त खण्ड के अनुवर्ती ए.एम.सी. ने उप समुद्री निर्माण जलयान 'एक्सप्रेस' को जलयान 'रेम फोरजा' से बदलने के ऑपरेटर की अनुमति माँगी। यद्यपि 'रेम फोरजा' 'एक्सप्रेस की तुलना में समान या उच्चतर स्तर एवं विनिर्देशन का नहीं था एवं उसकी कार्यों के उस भाग, जिसमें वह लगाया जाना था, के लिए समान या बेहतर योग्यता और क्षमता का नहीं था, तो भी ऑपरेटर ने ए.एम.सी. के निवेदन को पालित किया क्योंकि 'एक्सप्रेस' द्वारा किए जाने वाले कार्यों का मुख्य भाग तब तक क्रियान्वित किया जा चुका था।

- यद्यपि जलयान को बदल देने से संबंधित सभी या कोई भी लागतें एकमात्र रूप से, ए.एम.सी. की जिम्मेवारी थी, ऑपरेटर ने ए.एम.सी. को जलवाहन 'रेम फोरजा' के प्रचलित करने व अप्रचालन लागतों के लिए ए.एम.सी. को यू.एस. मिलियन डॉलर 16.87 दिए। लेखापरीक्षा के मतानुसार, इस तथ्य के बावजूद ए.एम.सी. के निम्नतर विर्निदेशनों वाले जल यान को बदलने का प्रस्ताव कॉन्ट्रेक्ट शर्तों के उल्लंघन में था, प्रचालन व अप्रचालन लागतों की अदायगी भी वैध नही थी एवं जिसके परिणामतः ए.एम.सी. को यू.एस. डॉलर 16.87 मि. की अदायगी हुई जिसको वह अधिकृत नहीं था। इससे अतिरिक्त बुकिंग हुई जो लागत वसूली का भाग नहीं बनना चाहिए।

- प्रदर्शन ए के अनुसार (कार्यों का क्षेत्र), ई.पी.आई.सी. कॉन्ट्रेक्ट का पैरा 6.2.3 जो संसाधन एवं मानव शक्ति वृद्धि से संबंधित है, ए.एम.सी. को माइलस्टोन को प्राप्त करने के लिए जब और

---

[51] *नीलानी और इनाम प्रक्रिया में अंतर पर लेखापरीक्षा निष्कर्ष 2011–12 के लेखा परीक्षा प्रतिवेदन संख्या 19 में निहित है।*

जैसे यह आवश्यकता महसूस हो, ऑपरेटर पर समय एवं मूल्य के माध्यम से बिना किसी प्रभाव डाले मानव शक्ति एवं संसाधन बढाने चाहिए जिसमें अतिरिक्त जलीय फैलाव भी लगाए जाए। यद्यपि ऑपरेटर को यह पता था कि माइलस्टोन को प्राप्त करने के लिए आवश्यक अतिरिक्त संसाधनों को प्रचालित करने का कर्तव्य ए.एम.सी. का था, कानूनी वाद विवाद से बचने और पहली गैस तिथि प्राप्त करने में होने वाले विलंब से बचने के लिए, ऑपरेटर ने बिना किसी लागत मूल्य के अतिरिक्त संसाधनों को उपलब्ध कराने का प्रस्ताव रखा जोकि ए.एम.सी. की कॉन्ट्रेक्ट शर्तों के अनुसार नहीं था। इस मामले में भी, कोई लागत वसूली नहीं होनी चाहिए क्योंकि यह कॉन्ट्रेक्ट शर्तों के विरूद्ध है।

2.7.1.1.9. अतः, ए.एम.सी को अदा की गई/आवश्वासन की गई, अतिरिक्त संसाधनों के लिए ओ. सी. द्वारा 2 सितम्बर 2008 को अनुमोदित, अनुमानित धनराशि यूरो 200 मिलियन (जिसमें यूरो 95 मिलियन व यू.एस. डॉलर 16.87 मिलियन शामिल है) की लागत वसूली को स्वीकार नहीं किया जाना चाहिए।

2.7.1.1.10. अपनी अदायगी को उचित बताते हुए, ऑपरेटर ने लेखापरीक्षा आपत्ति के जवाब में कहा (फरवरी 2014), कि

ए.एम.सी. के साथ पत्राचार एवं मिटिगों से यह स्पष्ट था कि ए.एम.सी. परियोजना पर निरंतर धन खो रहा था जो इस हालत पर आ गया था कि अपनी चालू पूँजीगत आवश्यकताओं के वित्तीय चालन के लिए उसको कुछ सौ करोड़ मिलियन यूरो का लोन लेना पड़ेगा। उसने पहले ही एल.डी. की मांग पर विवाद सृजन करते हुए एक अंतरिम दावा प्रस्तुत कर दिया था। जिसके फलस्वरूप यह एक ऐसे बिंदु पर पहुंच रहा था जहां वह परियोजना क्रियान्वयन को जारी नहीं रख सकते थे। यदि दबाव डाला जाता तो वह कार्य सम्पन्नता के लिए, समेकित परियोजना आवश्यकताओं पर ध्यान दिये बिना न्यूनतम आवश्यक अनुबंधीय क्रम का पालन करने पर जोर डालता।

कॉन्ट्रेक्ट लागतें कई कारणों से बढ़ गई जो कॉन्ट्रेक्ट देते समय नहीं देखी की जा सकती थी एवं न ही दी जा सकी। उनमें कुछ निम्नांकित हैः

- *ए.एम.सी को एक विशिष्ट क्रम में जैसाकि एग्रीमेंट में निहित था कार्य संपादित करना था जिसके अनुसार ऑपरेटर को फ्री इशू मैटीरियल (एफ आई एम) करना आवश्यक था बशर्ते एग्रीमेंट में वर्णित पूर्ण कुँएं उपलब्ध कराये जाते एवं ए.आर.पी को पहुंच प्रदान की जाती। लेकिन उप समुद्रीय ढांचे 105 से 132 दिन के विलंब हुए, अम्ब्लिकल्स 102 दिन से विलंब हो गए जबकि कुएं समापन 17 से 212 दिन विलंबित हुए।*
- *15 मई 2008, माइलस्टोन–2 तिथि तक केवल 4 कुएं ही पूरे हुए थे।*
- *17 जुलाई 2008, माइलस्टोन–3 की तिथि तक, केवल कुल 4 कुएं ही पूरे हुए थे।*
- *इन विलंबों का आगे यह प्रभाव हुआ कि पूर्वतट के लिए स्थापन एक प्रतिकूल मौसम काल में धकेल दिया गया जिससे स्थापना असमर्थताओं में वृद्धि हुई।*

अतः, जबकि ए.एम.सी. एवं इसके उप कॉन्ट्रेक्टर कुछ विलंब के लिए जिम्मेवार माने जा सकते थे, एक पेचीदा एवं अति विशाल अगणनीय निर्भरताओं से युक्त परियोजना में प्रत्येक एकक के विलबों के लिए जिम्मेदारी की मात्रा का निर्धारण असंभव था। मात्रा निर्धारण एवं आवंटन का प्रयास विषयात्मक होता

एवं केवल लम्बवत कानूनी कार्यवाही द्वारा ही निपटान किया जा सकता था जिससे बढ़ी हुई परियोजना लागतों के अलावा परियोजना और अधिक विलंबित होती।

कई कॉन्ट्रेक्ट एक साथ ही क्रियान्वियत किए जाने होते है एवं परियोजना निर्णय सभी आयामों को ध्यान में रखकर ही लिए जाने होते है–सबसे महत्वपूर्ण विचार है कि विभिन्न कॉन्ट्रेक्ट समय रेखाओं के बीच अन्तरापृष्ठ एवं एक कॉन्ट्रेक्ट के विलबों का दूसरों पर सतत प्रभाव रहता है। बहुसंख्यीय तकनीकी, संभारतत्रीय, विनियामक एवं अन्य कर्तव्य, जिसमें सुपर्दगी शामिल है, को हल/कार्यान्वयन कॉन्ट्रेक्टर द्वारा हर कॉन्ट्रेक्ट में होना होता है जिससे परियोजना 'एक समग्र रूप' से सफल हो सके।

लेखापरीक्षों ने निष्कर्ष निकाला है कि अपनी लागत पर अतिरिक्त संसाधनों को जुटा कर ए.एम.सी. को कॉन्ट्रेक्ट की माइलस्टोन लक्ष्य तिथियाँ प्राप्त करनी चाहिए थीं। केवल ए.एम.सी. के एकल जिम्मेदार होने के कारण से मीलपत्थरों को प्राप्त करने में यदि विलंब होता तो यह विवेचन ठीक होता। लेकिन प्रस्तुत विषय में, विलंब एकाधिक घटकों के कारण हुए जैसा कि पूर्व के पैराग्राफों में गिनाया गया है।

इन स्थितियों में, ऑपरेटर के पास न केवल सीमित ही उपाय थे, बल्कि उनकी कानूनी विश्वसनीयता भी संशय–युक्त थी इस तथ्य से कि वह निर्धारित हानि का दण्ड लगा सकता था, यह अच्छे से जानते हुए कि विलंब के कुछ विशिष्ट कारण जो ए.एम.सी. के चलते नहीं थे, उससे ऐसा निर्णय विवादित किया जा सकता था एवं उससे ए.एम.सी. परियोजना पर कार्य रोक देता एवं ऑपरेटर से दीर्धकालीन कानूनी कार्यवाही में की ओर अग्रसर होते।

ऑपरेटर लेखा परीक्षा दल के इस मत से असहमत है कि ए.एम.सी. के जलीय यान को बदलने एवं जलपोत 'रेम फोरजा' के क्रियान्वयन व निष्क्रियान्वयन की लागत को अदा करना कॉन्ट्रेक्ट की शर्तों के विरूद्ध था, एवं अतः यह मूल्य वसूली का भाग नहीं होना चाहिए। लेखापरीक्षा दल का मत उन व्यावहारिक कठिनाइयों एवं मुद्दों का नहीं ध्यान रखता जिस कारण से ऑपरेटर को यह परिचालन निर्णय लेना पड़ा।

2.7.1.1.11. लेखापरीक्षा ऑपरेटर द्वारा झेली गई चुनौतियों को मानता है; हालाँकि, सफल वेंडर प्रबंधन एवं प्रभावी कॉन्ट्रेक्टगत क्रियान्वयन किसी भी व्यापार की जिम्मेवारी है। अतः ऑपरेटर के उत्तरों को निम्न के प्रकाश में देखना आवश्यक है:

i. कॉन्ट्रेक्ट के खण्ड 8.4 (ए) के तहत, यह माना जायेगा कि ए.एम.सी. ने कॉन्ट्रेक्ट के सभी पहलुओं को जाँच कर लिया है एवं अपने को, इस कॉन्ट्रेक्ट के तहत एवं उसके अनुसार होने वाले सभी कर्तव्यों के निष्पादन एवं समापन के लिए बनी मूल कॉन्ट्रेक्ट मूल्य की पर्याप्तता को लेकर संतुष्ट कर लिया है। कोई कार्य जो इस कॉन्ट्रेक्ट में स्पष्टतया नहीं है लेकिन कार्यों को पूरा करने के सहज रूप से आवश्यक है, वे ए.एम.सी. द्वारा पूरे किए जाएगे एवं मूल कॉन्ट्रेक्ट मूल्य में ही शामिल समझे जाएगें।

ii. इसके अतिरिक्त, खण्ड 8.4 (बी) में यह प्रावधान कि है जब तक अन्यथा उल्लिखित न किया जाये ए.एम.सी. को इस अनुबन्ध के अन्तर्गत दायित्वों के संबंध में अनुबन्ध मूल्य में किसी भी प्रकार की वृद्धि करने का अधिकार नहीं होगा एवं इस अनुबंध के अन्तर्गत मूल अनुबंध मूल्य में ए.एम.सी. के सभी दायित्वों का निष्पादन शामिल होगा और इसमें सभी ओवरहेड, लगायी गई

पूंजी पर वित्तीय शुल्क, कर, लाभ, लागत, शुल्क और प्रत्येक प्रकार के अन्य खर्चें (जब तक कि अनुबंध में अन्यथा उल्लिखित न हो) शामिल होंगे।

iii. इसके अतिरिक्त, खंड 26.1 के अनुसार, केवल ईधन के संबंध को छोड़कर जो कि सारणी 11 (मूल्य सारणी) में दी गई है, आधारभूत मूल्य में कोई समायोजन, वृद्धि या अन्य बदलाव (चाहे विनिमय दरों या संसाधनों, सामग्रियों, उपकरणों, मजदूरी या ऐसी अन्य वस्तुओं में कितने भी उतार चढ़ाव आएँ) नहीं होगें तथा वह, केवल विशिष्ट रूप से जोकि खंड 26 में दिया गया है को छोड़कर स्थिर रहेगें।

iv. अनुबंध का खंड 15.1 यह अपेक्षा करता है कि ए.एम.सी. इससे सहमत है कि यह कंपनी के लिए उच्चतम महत्व रखता है कि 'काम' परियोजना सारणी, परियोजना क्रियान्वयन योजना, माइलस्टोन तिथियों, समाप्ति तिथि और ए.एम.सी. की सभी अन्य सारणी दायित्वों जिनका प्रावधान अनुबंध में हुआ है, के अनुसार प्रगति करें तथा पूरे हो। ए.एम.सी. प्रभावी तिथि से कार्य शुरू करेगा और परियोजना क्रियान्वयन योजना, परियोजना सारणी तथा अनुबंध की अन्य आवश्यकताओं के अनुरूप लगातार, परिश्रम से तथा बिना किसी देरी के कामों को कार्यान्वित तथा समाप्त करेगा। यदि अनुबंध के दौरान किसी भी समय कंपनी (ऑपरेटर) यह समझता है कि काम में किसी भी कारण से देर हो गई है या होने की संभावना है जिनमें खंड 15.3 (ए) में निर्दिष्ट कारण भी सम्मिलित है तो ए.एम.सी. अपनी लागत और खर्चों पर तत्परता तथा परिश्रम से ऐसी देरी को मिटाने या कम करने के सभी आवश्यक उपाय करेगा और पर्याप्त कर्मचारियों तथा संसाधनों की बढ़ोतरी तथा कमी को पूरा करेगा, जितनी इस संबंध में आवश्यकता होगी। इसके अतिरिक्त, ओ सी को प्रस्ताव प्रस्तुत करते समय, ऑपरेटर ने स्वयं भी उल्लेख किया था कि अनुबंध में अनुबद्ध है कि माइलस्टोन को पूरा करने के लिए अतिरिक्त संसाधनों को ए.एम. सी. द्वारा अपनी लागत पर जुटाया जाएगा।

v. इसके अतिरिक्त, खंड 8.3 (एच) के अनुसार ए.एम.सी. पुष्टि करता है कि उसने प्रभावी तिथि से पहले (और खंड 8.2 जो कि स्थल के निरीक्षण से संबंधित है के अंतर्गत दायित्वों के अतिरिक्त है) समाप्ति तिथि तक ऑनगोइंग आधार पर पूरा और अद्यतन किया है, और सभी अन्य सूचनाओं खंड 8.3 (ए) से (जी) में उल्लिखित के अलावा जोखिम, आकस्मिकताओं या इसी प्रकृति की अन्य स्थितियों के बारे में समझ प्राप्त कर ली जो कि एक विवेकी तथा बुद्धिमान ए. एम.सी. का पूर्वानुमान लगा लेता है, जो कि काम के प्रदर्शन को प्रभावित करे।

vi. कॉन्ट्रेक्ट में कोई प्रावधान नहीं है (उपरोक्त प्रावधानों को शामिल करते हुए) जो कि ए.एम.सी. को विशिष्ट रूप से कार्य निष्पादन में देरी के कारण मूल अनुबंध मूल्य में वृद्धि का दावा करने का हकदार बनाता है उन कारणों पर जिनके लिए ऑपरेटर ने उन्हें अतिरिक्त मूल्य का भुगतान किया। इस कारण से, चूंकि अतिरिक्त लागत अनुबंध के प्रावधानों के सामंजस्य में नही थी, ऐसी लागत अदेय है।

vii. आगे, ऑपरेटर का उत्तर अनुबंध के किसी प्रावधान से समर्थित नहीं है जो इसे कोई अतिरिक्त कीमत चुकाने की अनुमति देता हो जिसके कारण ऑपरेटर ने राशि का भुगतान किया है।

2.7.1.1.12. ए.एम.सी ने ई पी आई सी अनुबंध प्राप्त कर लिया था जोकि बोली के आधार पर मुख्यतः एकमुश्त राशि से बना था।ए.एम.सी. के अनुभवी वेंडर होने के कारण अपेक्षित था कि वह सभी प्रकार

की स्थितियों तथा अनुबंध के सभी पक्षों/प्रावधानों से अनुबंध हस्ताक्षरित करते समय अवगत रहे। ए.एम. सी. कार्य के निष्पादन में जोखिम आकस्मिकताओं आदि से अवगत थी। इसलिए, चूंकि बढ़ी हुई अनुबंध कीमत के लिए किया गया भुगतान अनुबंध के प्रावधानों के विरूद्ध है, इसलिए उन्हें परियोजना के राजस्व से वसूल नहीं किया जा सकता।

2.7.1.1.13. यद्यपि परियोजना की समग्र सफलता को देखना महत्वपूर्ण है फिर भी एकल सौदों/ऊँचे मूल्य के अनुबंधों को भी अलग निबंधनों तथा शर्तों पर कार्यान्वित किया जाना चाहिए। चूंकि अतिरिक्त प्रतिपूर्ति का भुगतान आनुबंधिक प्रावधानों के अनुसार नहीं था, इसलिए लागत वसूली की अनुमति नहीं दी जानी चाहिए।

2.7.1.1.14. ऑपरेटर ने एम ओ पी एन जी को अपने उत्तर (जून 2014) में तथा एग्ज़िट कॉन्फ्रेंस (जुलाई 2014) के दौरान अपने पहले विचारों को दोहराते हुए यह भी उल्लेख किया :

- *कॉन्ट्रेक्टर के व्यवसायिक, परिचालन व तकनीकी प्रदर्शन एवं पी एस सी में निहित प्रावधानों की कानूनी व्याख्या को आगे बढ़ाना उपयुक्त नहीं है एवं पी एस सी के लेखा प्रक्रिया की धारा 1.9 के अन्तर्गत लेखापरीक्षा के खर्चे व क्रेडिट सत्यापित करने के उचित दायरे से बहुत अधिक दूर हैं।*

- *अनुबन्ध लागत में परिवर्धन अनेक कारणों से हुआ जिनका कार्य के आवंटन के समय पुर्वानूमान नहीं लगाया जा सकता था। विलम्ब जिनमें की पाईपलाइन वाकिंग, मौसम की स्थिति, एफ आई एम को देने में देरी, उप समुद्री कुँओं के देर से पूरा होने या सी आर पी तक पहुंचने में रूकावट, कॉन्ट्रेक्टर एवं ए.एम.सी. के उचित नियंत्रण के बाहर की परिस्थितियों की वजह से था।*

- *अनुबंध में परिवर्तन खंड कॉन्ट्रेक्ट के आवंटन के पश्चात् परिवर्तनों से संबंधित मुद्दों का समाधान करने के लिए प्रदान किया है और कॉन्ट्रेक्टर ने अनुबंध में परिवर्तन को अंतिम रूप देने के लिए यथोचित बुद्धिमता का प्रयोग किया जो कि अनुबंध की पार्टियों के नियंत्रण से बाहर था।*

- *कॉन्ट्रेक्टर ने समग्र परियोजना को जल्द से जल्द पूरा करने, देरी को कम करने और लागत में कोई वृद्धि को कम करने के लिए कार्यवाही करने में एक विवेकपूर्ण कॉन्ट्रेक्टर के रूप में काम किया। यह एक संचालन निर्णय था और कॉन्ट्रेक्टर परियोजना एवं पी एस सी की पार्टियों के समग्र हित के लिए काम कर रहा था। इस प्रकार स्पष्ट है कि काम में तेजी लाने के लिए भुगतान करने में पी एस सी की शर्तों का कोई उल्लघंन नहीं हुआ।*

2.7.1.1.15. एम ओ पी एन जी ने अपने उत्तर (जून 2014) में कहा कि पी एस सी की लेखा प्रक्रिया के परिशिष्ट सी की *धारा 3.2* (ix) *तीसरे पक्ष के लिए कॉन्ट्रेक्टर की एग्रीमेंटत्मक दायित्वों की गैर पूर्ति के लिए कॉन्ट्रेक्टर द्वारा किए गए दंड, परिनिर्धारित हानियाँ और इसी तरह के भुगतान को दर्शाता है। एम ओ पी एन जी ने लेखापरीक्षा से यह भी स्पष्ट करने को कहा कि ऑपरेटर का वेंडर से अनुबंध पश्चात् अधिक लागत पर चर्चाओं व समझौतों को मूल वेंडर अनुबंध में संशोधन न माना जाये एवं क्या इस तरह के संशोधन आर्म्स लैंथ में नहीं थे। इसके अलावा यह भी उल्लेखित किया गया कि यह निष्कर्ष की भुगतान एग्रीमेंटत्मक शर्तों के अनुसार नहीं किया गया ए.एम.सी. के साथ मूल नियमों एवं शर्तों को संशोधित करने के लिए वेंडर के साथ ऑपरेटर समझौते के आलोक में सविस्तार होने की*

जरूरत है।

2.7.1.1.16. इस संबंध में लेखापरीक्षा ने पाया कि अनुच्छेद 3.2 (ix) एग्रीमेंटत्मक दायित्वों की गैर पूर्ति के कारण वेंडर/तीसरे पक्ष को कॉन्ट्रेक्टर द्वारा किए गए सभी भुगतान को समाविष्ट करता है।

2.7.1.1.17. ऑपरेटर को ए एम सी को सही मात्रा में भुगतान एवं देय भुगतान का ब्यौरा उपलब्ध कराने के लिए अनुरोध किया गया था, यद्यपि यूरो 200 मिलियन की अनुमानित राशि की अपेक्षा भुगतान की गई/देय भुगतान का विशिष्ट जवाब उपलब्ध नहीं कराया गया।

2.7.1.1.18. लेखापरीक्षा ने कॉन्ट्रेक्टर की वाणिज्यिक परिचालन या तकनीकी प्रदर्शन पर टिप्पणी नहीं की है। यह एक बार फिर स्पष्ट किया जाता है कि लेखापरीक्षा कार्यक्षेत्र ऑपरेटरों के अभिलेखों के संबंध में वित्तीय व औचित्य लेखापरीक्षा को समाविष्ट करता है। लेखापरीक्षा का एक उद्देश्य यह जाँच करना भी था कि नियमों के अनुसार किसकी अनुमति थी एवं किसकी अनुमति नहीं थी, लेखापरीक्षा ने इस भुगतान पर आपत्ति जताई क्योंकि यह अनुबंध के प्रावधानों के अनुसार नहीं थे।

2.7.1.1.19. ऑपरेटर के उत्तर में कि अनुबंध में परिवर्तन खंड कॉन्ट्रेक्ट के आवंटन के पश्चात् परिवर्तन से संबंधित मुद्दों का समाधान व कॉन्ट्रेक्टर ने अनुबंध में परिवर्तन को अंतिम रूप देने के लिए यथोचित बुद्धिमता का प्रयोग किया, लेखापरीक्षा ने पाया कि कारण जैसे एफ आई एम देने में देरी, पूरे किए गए कुँए और ऑपरेटर द्वारा ए एम सी को सी आर पी की पहुँच, मछली पकड़ने की नाव द्वारा घुसपैठ, डी जी एस परिपत्र के कारण काम का स्थगन आदि जिसके लिए ऑपरेटर ने अतिरिक्त भुगतान किया कीमत में परिवर्तन के खंड के प्रावधानों के अंतर्गत भी समाविष्ट नहीं किये गए हैं।

2.7.1.1.20. अतः लेखापरीक्षा के विचार से ऑपरेटर द्वारा ए एम सी को प्रदान की गई यह रियायते :

- अनुबंध की कीमत में परिवर्तन से संबंधित प्रावधानों सहित ई पी आई सी के अनुसार नहीं थे, और
- पी एस सी के लेखा प्रक्रिया के परिशिष्ट सी की धारा 3.2 (ix) विरूद्ध थे *जिसके अनुसार एग्रीमेंटात्मक दायित्वों की गैर पूर्ति के संबंध में दिए गए पैसे न तो वसूली योग्य थे और न ही स्वीकृति योग्य थे।*

2.7.1.1.21. इसलिए ए एम सी को अतिरिक्त संसाधनों के लिए अदा की गई/अदा करने योग्य यूरो 200 मिलियन की अनुमानित राशि के विरूद्ध लागत वसूली के लिए स्वीकार्य नहीं होनी चाहिए।

2.7.1.2 *एफ.पी.एस.ओ. को चार्टर करने के लिए अनुबंध*

ऑपरेटर ने मैसर्स एकर कॉन्ट्रैक्टिंग एफ.पी.ए.एस., नॉरवे (ए.एम.सी.पी) के साथ फलोटिंग प्रोडक्शन स्टोरेज व आफलोडिंग (एफ.पी.एस.ओ.) सुविधा को चार्टर करने के लिए एम.ए. तेल क्षेत्र से पहले तेल की उत्पादकता की तिथि से 3650 दिनों पर यू.एस. डॉलर 294580 मिलियन प्रतिदिन पट्टा किराए के आधार पर निकालने, उत्पादन करने, भण्डारण तथा बाहर भेजने के लिए अनुबंध (9 मई 2007) किया। अनुबंध करने के बाद, जब एफ.पी.एस.ओ. तैयार हो रहा था, ऑपरेटर ने परिवर्तित आदेश जारी किया, जिसके अनुसार अनुबंध में निम्न बदलाव किये गये :

2.7.1.2.1. ड्राई डॉकिंग[52] के जीवन का विस्तार

2.7.1.2.1.1. चार्टर किराए पर लेने तथा एफ.पी.एस.ओ. के प्रयोग से संबंधित दस्तावेजों का पुनरीक्षण करने पर उजागर हुआ कि एफ.पी.एस.ओ. को 10 साल की अवधि के लिए किराए पर देने की आवश्यकता थी जैसे कि नीचे दिया गया है:

- एम.ए. तेल क्षेत्र की अनुमोदित विकास योजना 11 साल का परियोजना जीवन तथा उत्पादन रूपरेखा दर्शाती है।
- जारी किये गये आर.एफ.क्यू. (सितंबर 2006) एफ.पी.एस.ओ. के चार्टर के लिए अवशेष जीवने काल 10 साल निर्धारित किया गया है।
- अनुबंध का कार्यक्षेत्र यह प्रावधान करता है कि चार्टर अवधि जो कि 10 साल है, के दौरान कोई ड्राई डॉकिंग की आवश्यकता नहीं होगी।
- अनुबंध की धारा 2.2 यह प्रावधान करती है कि प्रारंभिक चार्टर अवधि तेल के उत्पादन की पहली तिथि से 1825 दिन या 2555 दिन या 3650 दिन होगी अर्थात अनुबंध की अधिकतम अवधि दस साल होगी।

2.7.1.2.1.2. लेखापरीक्षा ने देखा की एक समझौता हस्ताक्षरित करने की तिथि के एक लघु समयावधि के भीतर (चार माह–सितंबर 2007) प्रचालक लाईफ विक्रेता को 17.36 मिलियन यू.एस. डॉलर की एक एक–मुश्त क्षतिपूर्ति देकर 10 से 15 वर्ष तक बढ़ाने के लिए आग्रह किया।

2.7.1.2.1.3. ऑपरेटर ने लेखापरीक्षा को अपने उत्तर (फरवरी/मार्च 2014) एवं एम ओ पी एन जी को (जून 2014) कहा की

- ''टैंकर के बेडे में परिवर्तन के लिए आते ही, टैंकर गहरा निरीक्षण किया गया। टैंकर के निरीक्षण स्थिति तथा फटीग जीवन का आकलन करने के आधार पर, ऑपरेटरने ड्राई डॉक' अवधि का 10 सालों से लगभग 12 सालों तक विस्तार करने की संभावना को खोजा और मामले की जॉच करते हुए, एफ.पी.एस.ओ. अनुबंधकर्ता (वेंडर) ने जानकारी दी कि एफ.पी.एस.ओ. के बिना ड्राई डॉकिंग के क्षेत्र जीवन को 10 साल से 15 साल तक विस्तार ऐसे परिमाणों जैसे ज्यादा नवीनीकरण कार्यक्रम, बढ़ी हुई अतिरिक्ता तथा कोटिंग और स्टील के बढ़े हुए कार्यक्षेत्र के द्वारा किया जा सकता था।

- यह ध्यान रखते हुए कि वर्गीकरण सोसाइटी द्वारा हर 5 साल में नवीनीकरण सर्वे किए जाते हैं क्षेत्र जीवन का बिना ड्राई डॉकिंग विस्तार 10 से 15 साल तक प्रस्तावित किया गया था। सामान्यतः, हल का निरीक्षण एक ड्राई डॉक में करने की आवश्यकता होती है। हालांकि, ड्राई डॉकिंग की आवश्यकता को एफ.पी.एस.ओ. हल तथा वर्गीकरण सोसाइटी के द्वारा लागू की गई शर्तों को पूरा होने पर मुक्त किया जा सकता है। अतः क्षेत्र जीवनकाल का बिना ड्राई डॉकिंग के 10 साल से ज्यादा विस्तार के लिए, एफ.पी.एस.ओ. को दूसरे नवीनीकरण जो कि 10वें साल में नियत था, के लिए तैयार किया जाना था जिसके बाद एफ.पी.एस.ओ. क्षेत्र में अगले 5 साल तक रह सकता था।

---

[52] ड्राईडॉकिंग वह शब्द है जिसका उपयोग मरम्मत करने या जबजहाजकोसेवा यार्ड में ले जाया जाता है ताकि जल मग्न जहाज के हिस्से को साफ और निरीक्षण किया जा सके।

- हालांकि ड्राई डॉकिंग के 15 साल के लिए प्रावधान से आर.एफ.पी. के लिए और भी कमजोर प्रतिक्रिया मिलती क्योंकि सीमित संख्या में हल इस कसौटी को पूरा करने की स्थिति में होते।

- यह कार्य अपेक्षा करता है कि कार्य जीवन का विस्तार बिना ड्राई डाकिंग के कीमत को बढ़ा देता हैं। जबकि यह आर पी एफ चरण में इसका घ्यान किया गया था तथा कॉन्ट्रेक्टर को इस के लिए कीमत चुकानी थी। किसी भी अवस्था में ड्राई डाक जीवन को विस्तार करने के लिए कॉन्ट्रेक्टर को वास्तविक कीमत चुकानी पड़ी है।

- आर.आई.एल. यह मानता है कि ड्राई डॉकिंग जीवन के विस्तार में पूर्व निवेश करना वाणिज्यिक तौर पर मजबूत था बल्कि उसके साथ साथ सबसे उचित निर्णय भी था क्योंकि इसने न केवल बढे हुए कार्य की लागत जिनकी दूसरे नवीकरण के समय आवश्यकता होती जैसे समुद्री यात्रा के खर्चे, ड्राई डॉक शुल्क, सुरक्षित कामबंदी तथा दसवें वर्ष में पुर्नआरंभ करने के खर्चे को टाला बल्कि लंबे समय तक क्षेत्र कामबंदी को भी टालना पड़ता जिसके साथ, क्षेत्र के अंतिम छोर के कुछ कुंओं को खोने का जोखिम शामिल था''।

2.7.1.2.1.4. ऑपरेटर ने समापन सम्मेलन के दौरान कहा (जुलाई 2014) कि निम्नलिखित को *टालने के लिए यह निर्णय लिया गया था:*

- उत्पादन में व्यवाधान और ड्राई डाक अवधि के दौरान कम से कम आठ सप्ताह के लिए क्षेत्र को बन्द करना (विनियोजित के कारण, डीमोब ड्राई, डोक, मोब, रि–कन्केशनस) दस सालों के समप्ति पर।

- कार्य के विस्तार, मुद्रास्फिति, ड्राई डॉकिग के लिए मोब/डीमोब के कारण अतिरिक्त कीमत।

- क्षेत्र के जीवन के अन्त पर, ड्राई डॉकिग के लिए क्षेत्र के बंद होने के पश्चात कुओं के पुनः प्रचालन के बारे में अनिश्चितता के कारण निधि में संभावित हानि।

- उत्पादन के स्थगन के कारण कीमत में हानि।

पत्र दिनांक 23 जुलाई 2014 में ऑपरेटर ने आगे कहा कि *उपरोक्त पर सम्पूर्ण प्रभाव एन पी वी आधार पर यू एस डॉलर 27.2 मिलियन आंका गया जब कि इसके विपरीत वास्तविक व्यय यू एस डॉलर 17.36 मिलियन था।*

2.7.1.2.1.5. लेखापरीक्षा निम्न कारणों से ऑपरेटरके उत्तर से सहमत नहीं हैः

- अनुबंध के अनुसार, एफ.पी.एस.ओ. की अधिकतम प्रारंभिक चार्टर अवधि 3650 दिन है और ऑपरेटर ने सितंबर 2018 के बाद का अनुबंध का नवीकरण अब तक नहीं किया है। इस प्रकार, ड्राई डॉकिंग जीवन के 10 से 15 साल के जीवनकाल के विस्तार का काई औचित्य नहीं है जब तक वेंडर के साथ अनुबंध को दस साल के आगे न बढ़ाया जाए। वास्तव में, ड्राई डॉकिंग के विस्तार का कोई भी अपेक्षित लाभ नहीं होगा जब तक अनुबंध को 15 साल तक का विस्तार मिले।
- ऑपरेटर ने मान लिया था कि उन्हें आर.एफ.पी. पर कमजोर प्रतिक्रिया मिलती यदि उन्होंने 15 साल के ड्राई डॉकिंग जीवन को दर्शाया होता। यह ध्यान देना योगक है, इस मामले में

ऑपरेटर ने आठ बिड़्स जिन्होंने आर.एफ.पी में भाग लिया था तकनीकी तौर पर केवल एक ए. सी.एफ.पी को योग्य को माना था अतः, ऑपरेटर[53] की यह सोच है कि कम प्रतियोगी भाग लेंगे उचित नहीं है।

- अनुबंध के अनुसार एफ.पी.एस.ओ चार्टर पीरीयड, डी.एफ.पी.ओ से अधिकतम दस साल के दौरान है। इसलिए पूर्व निवेश करने का तर्क या ड्राई डाकिंग जीवन के विस्तार के साथ का कोई मतलब नहीं है। क्योंकि चार्टर पीरीयड केवल सितम्बर 2018 तक शेष रहता है।
- जहॉ तक ऑपरेटर के कथन का सम्बन्ध है। कि *उपरोक्त एन.पी.वी आधार पर समपूर्ण प्रभाव यू एस डॉलर 27.2 मिलियन आंका गया* ऑपरेटर के द्वारा वास्तव में कोई विलिषण नही किया गया, जब कि यू एस डॉलर 17.37 मिलियन के कीमत पर ड्राई डाकिंग के क्षेत्र के विस्तार का निर्णय ले लिया था। ऐसा विश्लेषण तथा तर्क न तो फाईल मे पाया गया जो अभिलेख/दस्तावेज लेखापरीक्षा को प्रस्तुत किया गये, न ही जून 2014 तक ऑपरेटर के द्वारा दिए गए कई प्रतिक्रियाओ में कभी भी इस बात का उल्लेख किया। एन.पी.वी गणक का नया तर्क स्पष्ट लेखापरीक्षा के अंतः का अनुबोध है जोकि विचारणीय नहीं है।
- वास्तव में, ऑपरेटर को विभिन्न प्रकार के सम्भावित कीमत तथा हानि के परिहार पर कोई भी प्रत्याशित लाभ नहीं मिल सकता (ऑपरेटर द्वारा अब जुलाई 2014 में आकलंन किया गया जो यू एस डॉलर 54.4 मिलियन के ड्राई डॉक के कारण कीमत और यू एस डॉलर 15.8 मिलियन इत्यादि के उत्पादन हानि बढ़कर यू एस डॉलर 27.2 मिलियन एन पी वी गणक हो गया) जब तक अनुबंध को 15 साल के लिए विस्तार न हो जाए इसके अतिरिक्त, यह आंकलन कोई स्पष्ट आधार न था।

2.7.1.2.1.6. ऊपर दिए गए तथ्यों को ध्यान में रखते हुए, लेखापरीक्षा का यह मत है कि ड्राई डॉकिंग अवधि के 10 से 15 साल के विस्तार के कारण उच्च लागत वसूली को अस्वीकृत किया जाए।

2.7.1.2.1.7. लेखापरीक्षा इसलिए, यह अनुशंसा करता है कि 17.36 मिलियन यू.एस. डॉलर की लागत वसूली को रोक दिया जाए।

2.7.1.2.2. शीध्र सुपुर्दगियाँ के लिए कीमत वृद्वि तथा प्रवर्तन में लाने वाले दल को जल्दी लाना तथा तेल तथा गैस के प्रथम उत्पादन के दिनांक का विस्तार

2.7.1.2.2.1. एफ.पी.एस.ओ के लिए आर.एफ.पी के जारी के समय, ऑपरेटर द्वारा एफ मुख्य योग्यता का प्रतिबंध पर जोर दिया गया डी.एफ.पी ओ 15 फरवरी 2008 को पर उस से पहले होगा जबकि इस प्रतिबंध को बदल दिया गया तथा अन्तिम अनुबन्ध[54] में यह व्यवस्था किया गया कि डी.एफ.पी.ओ 7 अप्रैल 2008 तथा 27 अप्रैल 2008 के मध्य हो सकती है।

2.7.1.2.2.2. अक्टूबर 2007 तक ऑपरेटर को जानकारी हो गयी थी कि वेंडर अप्रैल 2008 के डी एफ पी ओ को अनुपालन करने में असमर्थ रहेगा तथा डी.एफ.पी.ओ का मार्च 2009 तक सम्मावित विलम्ब रहेगा। बाद में, परिवर्तित आदेश के द्वारा, अनुबंध संशोधित किया गया था तथा डी.एफ.पी.ओ 30 सितम्बर 2008 तक अतिरिक्त विस्तार किया गया था।

---

[53] *सांकरं अवार्ड प्रक्रिया में कमियों पर लेखापरीक्षा निष्कर्ष 2011–12 के लेखापरीक्षा प्रतिवेदन संख्या 19 में निहित है।*

[54] *धारा* 36.2.

2.7.1.2.2.3. वेंडर ने ऑपरेटर को सूचित किया था कि कार्य शीध्र हो सकता है तथा सुपदर्गी दिनांक को शीध्र करने के लिए व्यवस्था किया जाएगा जो कीमत को प्रभावित करेगा। इसलिए वेंडर ने ऑपरेटर से अनुरोध किया कि इन कीमत परिणामों के लिए सहयोग को ऑपरेटर, परवर्तित आदेश के अनुसार, वेंडर को क्षतिपूर्ति के लिए राजी हुआ (जुलाई 2008):

- यू.एस डॉलर 15 मिलियन ऑपरेटर दल के साथ कार्यवाही सदस्यों के सगठंन के लिए जोकि तथा रखरखाव कॉन्ट्रेक्टर (वेंडर) तथा एफ.पी.एस.ओ. की चार महीने पहले मुख्य वेंडरों के प्रतिनिधियों की सेलअवे[55] डेट, और
- यू एस डॉलर 30 मिलियन का एक बार क्षतिपूर्ति या बढी हुई कीमत का 50 *प्रतिशत* जो भी कम हैं, टॉपसाइड मॉडल के सपुदर्गी की शीध्र करने के कारण, बिल्डर के कन्वर्सन यार्ड पर उत्पादिकता को बढाने के लिए।

2.7.1.2.2.4. **इस संबंध में, लेखापरीक्षा ने अवलोकन किया कि:**

- जुलाई 2008 में परिवर्तन आदेश आने के समय, ऑपरेटर भलीभांति जानता था कि एम.सी. ने एफ.डी.पी. को अप्रैल 2008 में डी.एफ.पी.ओ. जून 2009 या उससे से पहले अनुमोदित किया था। वास्तव में, ऑपरेटरने एम.ए. का एफ.डी.पी. प्रस्तुत करते समय स्वयं प्रस्ताव रखा था कि *''क्यू 1, 2009 तक सुविधाओं का चालू होना संभावित था जिससे कि उत्पादन के लिए तैयारी हो जाए।''* इसलिए, हस्तांतरण में जल्दी करने की कोई आवश्यकता नहीं था।
- अनुबंध की धारा 3.4 यह अनुबद्ध करती है कि वेंडर को दी जाने वाली क्षतिपूर्ति में वेंडर द्वारा अनुबंध में निहित सभी दायित्वों के निर्वहन में किये गये सभी खर्च और लागत सम्मिलित किये गये है जिससे कार्य और सभी प्राप्ति, परिकल्पना संशोधन, चमकाना, मरम्मत करना और एफ.पी. एस.ओ., एफ.पी.एस.ओ. का प्रवर्तन, एफ.पी.एस.ओ. को अनुबंध में अपेक्षित निर्दिष्ट स्थान आदि तक परिवहन एवं संचरण बिना किसी परिसीमन के शामिल होंगे। तथा गतिशील बनाना की पूर्ति करने के लिए या कार्यान्वित करने के लिए सभी लागत तथा खर्चे सम्मिलित होंगे और ऑपरेटरद्वारा ए.एम.सी. के प्रबंध या दायित्वों के कार्यान्वयन जिनमें एग्रीमेंट द्वारा आधारित कार्य शामिल है, से संबंधित कोई भी अन्य देनदारी नहीं दी जाएगी।
- वेंडर केवल डी.एफ.पी.ओ से डी.एफ.पी.ओ के लिए किराया पट्टा लेने को बाध्य था। इसलिए यह वेंडर के हित मे था कि वह डी.एफ.पी.ओ को अतिशीध्र प्राप्त कर सके।
- अनुबंध में यह व्यवस्था नही थी जो वेंडर को किसी भी प्रकार की क्षतिपूर्ति तथा शीध्र सुपर्दगियाँ के लिए प्रलोभन का हकदार था।
- वेंडर अपने एग्रीमेंट दार्यित्वों का निर्वहन करने में असमर्थ था, ऑपरेटर ने डी.एफ.पी.ओ, 7 *अप्रैल 2008 तथा 27 अप्रैल 2008 से 10 सितम्बर 2008 तथा 30 सितम्बर 2008* को पुना अनुसूचित कर दिया, जिसमे कोई एल.डी. नही लगाया।

अतः वेडर के प्रवर्तन दल को जल्दी गतिशील बनाने तथा टॉप साइड माड्यूल आदि को त्वरित सुपुर्दगी आदि के लिए 45 मिलियन यू.एस. डॉलर की क्षतिपूर्ति देना न्यायसंगत नहीं था।

---

[55] *का अर्थ वह तारीख जब एफ पी एस ओ निर्माता के मरम्मत यार्ड सेया अन्य स्थान जहाँ एफ पी एस ओ अवस्थित है, से सभी कार्यों की समाप्ति के परचात् जल यात्रा पर जायेगी।*

2.7.1.2.2.5. ऑपरेटर ने लेखापरीक्षा (फरवरी/मार्च 2014) को अपने उत्तर में तथा एम ओ पी एन जी (जून 2014) को कहा कि

- ''विवेक पूर्ण कॉन्ट्रेक्टर को लक्ष्य से पहले तेल के प्रथम उत्पादन, के लिए सभी तरह के प्रयत्न करने के लिए गलत नही ठहराया जा सकता। क्योंकि लक्ष्य तिथि प्राकृतिक दबाव बनाता है।
- ''एक जटिल परियोजना के रूप में एम.ए. क्षेत्र विकास का कार्यान्वयन सभी एग्रीमेंटों[56] के कार्यान्वयन अंर्तसंबंधित थे तथा उसमें विभिन्न उत्पादन स्थानों पर अलग डिजाइनो के महत्वपूर्ण अंतरापृष्ट थे जिसमें तकनीकी संगत एवं कई अलग–अलग एग्रीमेंटओं आदि में से प्रत्येक के अंतर्गत सुपुर्दगी योग्य हस्तांतरित के साथ ताल–मेल में स्थापन एवं संचारतंत्र कार्यकलापों में एग्रीमेंट के एक पक्ष के कार्यान्वन में देरी से कार्यक्रम के समय पर प्रपाती प्रभाव पड़ सकता था और अंततः अन्य एग्रीमेंटओं पर अत्यधिक अतिरिक्त खर्चे हुए।
- उपसमुद्री सुविधाओं तथा संसाधनों के पुर्नसंघटन को स्थापित करने से समुद्री फेलाव (मैरीन स्प्रैड) के बेकार होने से होने वाले निष्फल खर्चे से बचने के लिए शीघ्र समापन के लिए प्रयास करने आवश्यक थे। यदि आर.आई.एल., एफ.पी.एस.ओ. कॉन्ट्रेक्टर (वेंडर) से बातचीत नहीं करता और परिनिर्धारित हानियों (एल.डी.) को लागू करने के लिए उपलब्ध एग्रीमेंट के प्रतिकारों को लागू करने के लिए अड़े रहता, तो नतीजन एफ.पी.एस.ओ. एग्रीमेंट के कार्यान्वन से उपजी देर से न केवल क्षेत्र से उत्पादन में देरी होती अपितु अन्य कॉन्ट्रेक्टरों (वेंडरों) के द्वारा दावे भी किये जा सकते थे।
- प्रस्तुत उदाहरण में, देरी का गंभीर प्रभाव पूरी की पूरी परियोजना पर होता। आर.आई.एल. ने कॉन्ट्रेक्टर (वेंडर) के साथ समझौते किए जिससे कि तर्कसंगत लागत में साझेदारी तथा जोखिम में कमी करने के लिए रास्ते निकाले जा सके। यह सुनिश्चित करने के लिए कि एफ.पी.एस.ओ. कॉन्ट्रेक्टर (वेंडर) अपना काम जल्दी समाप्त करे, पहली तेल निकालने की तिथि को आगे बढाया गया जबकि एफ.पी.एस.ओ. कॉन्ट्रेक्टर (वेंडर) को जल्दी करने से होने वाली लागत को समान रूप से साझा करने के लिए विवश किया गया।
- परियोजना के हित में तथा जटिल उपसमुद्री विकास में निहित बहुत सारे अंतरापृष्ठों की गहरी समझ के चलते, आर.आई.एल. ने समझा कि ओ.एण्ड एम.दल तथा मुख्य पैकेजों/उपकरणों के प्रतिनिधियों के स्थापन, परीक्षण, तथा चरणबद्ध पूर्व प्रवर्तन के दौरान सम्मिलित होने से एफ.पी. एस.ओ. के निर्बाध शुरूआत तथा चालू प्रवर्तन में अल्पधिक लाभ होगा। अंत में, इस बात पर बल देना आवश्यक है कि पी.एस.सी. के अंतर्गत, आर.आई.एल. को अपने सर्वोत्तम निर्णय के अनुसार कतिपय परिचालन तकनीकी तथा वाणिज्यिक निर्णय लेने का अधिकार है और इन निर्णयों पर पश्च दृष्टि में दूसरा अनुमान लगाना उचित नहीं है।
- चूँकि भुगतान लागत मूल्य के आधार पर किया गया है, इसलिए कोई अतिरिक्त व्यय नहीं है। इसके अलावा, कार्य को शीघ्र करने के लिए, भुगतान करते समय पी ए सी की किसी भी शर्त का उल्लंघन नहीं किया गया है।''

2.7.1.2.2.6. ऑपरेटर का उत्तर निम्न कारणों से मान्य नही हैः

---

[56] *हार्डवेयर आपूर्ति आदेश इन्स्टॉलेशन अनुबन्ध एफ पी एस ओ राजपत्र तथा ओ एवं एम अनुबन्ध*

- ऑपरेटर ने लक्ष्य अवधियों को स्वयं लागू किया, जो व्यवाहारिक आधार पर नही किया जा सकता तथा विस्तार करना ही पड़ेगा।
- वेंडर ने अपनी बोली में यह जानकारी दी थी कि वह बेडे से नियोजित सेलअवे से *चार से आठ* हफ्ते पहले कार्य की तैयारियों तथा चालू करने की गतिविधियों में सहयोग करने के लिए एफ. पी.एस.ओ. के अपने कार्यकारी तथा अनुरक्षण चालू करने वाले दल का प्रबंध कर देगा। जबकि, ऑपरेटर, अनुबंध के हस्ताक्षर के उपरान्त, सेलअवे डेट के चार महीने पूर्व ओ एन्ड एम ऑपरेटर दल तथा मुख्य अनुबंध पैकेज/ईकुमण्टस के प्रतिनिधि को मुहिया कराने के लिए बाध्य किया। यदि ऑपरेटर ने समझौता के अन्तिम रूप देने के समय चार महीने के समय सारणी के मुद्दे को घ्यान में रखा होता तो यू एस डॉलर 15 मिलियन के व्यय को बचाया जा सकता था।
- वेंडर के उपवेंडरों के साथ बाधा के कारण देरी हुई जो बढे हुए क्षेतिपूर्ति प्रलोभन के साथ सप्लाई मौड्यल/ईकुमेण्टस की पूर्ति के लिए तैयार थे, यार्ड पर कार्य बल की क्षमता की बाधा तथा अन्य उपवेंडर जो सथापित गतिविधियों के लिए वैसल को प्रबन्ध न कर सकें।
- वेंडर की तकनीकी बोली ऑपरेटर द्वारा स्वीकार कर ली गई क्योंकि वेंडर ने डी.एफ.पी.ओ. की ऑपरेटर परिनियोजन समयसारणी, जो कि 15 फरवरी 2008 थी, को स्वीकार कर लिया था। इसलिए, अनुबंध की शर्तों के अनुसार यह वेंडर की जिम्मेदारी थी कि ऑपरेटर को बताई गई समयसारणी का बिना किसी अतिरिक्त लागत के अनुपालन करे। असल में, ऑपरेटर ने वेंडर को जोर दिया (सितंबर 2007) कि यह *''ए.एफ.पी. की जिम्मेदारी थी कि समयसारणी को कायम रखे''*।
- एम.सी. द्वारा अनुमोदित डी.पी.एफ.ओ. को बढ़ाकर, उपवेंडर को जल्दी काम समाप्त करने पर 30 मिलियन अमेरिकी डॉलर का मुआवज़ा/प्रोत्साहन दिया गया, जो तर्कसंगत नहीं था।
- पी.सी.एस. ने अनुबंधित किया था कि पैट्रोलियम संसाधनों को जल्दी से विकसित किया जाए। यद्यपि, किसी भी पी.एस.सी. प्रावधन में यह इंगित नहीं था कि ऑपरेटर वेंडर को कॉन्ट्रेक्ट दायित्व/काम पूरा करने के लिए प्रोत्साहन देगा।

2.7.1.2.2.7. उपरोक्त के संदर्भ में, लेखापरीक्षा प्रस्तावित करता है कि ऑपरेटर द्वारा उपवेंडर को मुआवजे/प्रोत्साहन के रूप में खर्च किए गए यू.एस 45 मिलियन डॉलर की मूल्य वसूली को अस्वीकार किया जाए।

2.7.1.2.3. **रहने वाले क्वार्टरों का फैब्रीकेशन तथा स्थापन**

2.7.1.2.3.1. अनुबंध के धारा 6 (ई.), साक्ष्य–बी. भाग-I की अन्य सुविधाऐं जो कि एफ.पी.एस.ओ. की कार्यकारी आवश्यकताओं से संबंधित है यह प्रावधान करता है कि कार्य करने के लिए सामान्य सुविधाओं के लिए आवश्यकताओं में वातानुकुलित रहने वाले क्वार्टर शामिल है जिनमें एक बैड, दो बैड और चार बैड केबिन का 104 लोगों को ठहराने का संरूप होना चाहिए। अनुबंध मूल्य अतिरिक्त 40 बैडों वाले रहने वाले क्वार्टरों के निर्माण तथा एफ.पी.एस.ओ. में 64 विद्यमान रहने वाले क्वार्टर जिननें न्यूनतम नवीकरण की आवश्यकता थी, को ''जैसे है वैसा ही'' के पुर्नपयोग पर आर्धारित था।

2.7.1.2.3.2. हांलांकि विक्रेता ने ऑपरेटरके अनुरोध पर 64 विद्यमान रहने वाले क्वार्टरों का विस्तृत नवीकरण तथा उन्नतिकरण किया। ऐसे नवीकरण से विद्यमान एच.वी.ए.सी. स्थापन को गिराने, बदलाव तथा पुनर्डिजाइन की आवश्यकता पड़ी। इन रूपांतरणों से अनुबंध में बदलाव आदेश लाने पड़े जिससे

कि ऑपरेटरको यू.एस. डॉलर 6.80 मिलियन की दो किश्तों में अतिरिक्त प्रतिपूर्ति नवंबर/दिसंबर 2008 में की यू.एस. डॉलर 15 मिलियन की यू.एस. डॉलर 8.20 मिलियन तथा करनी पडी।

2.7.1.2.3.3. प्रचालक ने (फरवरी/मार्च 2014) में विस्तृत नवीकरण को इन कारणों से उचित ठहराया कि *''तट से दूर रहने वाले कर्मचारियों को कठिन जीवन तथा कठोर कार्य परिस्थितियों का सामना करना पड़ता है। तट से दूर एक तैरते हुए ढ़ाँचे जिस पर निरंतर हलचल होती रहती है, पर परिस्थितियाँ और भी कठोर होती है। उन्नत तथा विस्तृत सुविधाओं वाले रहने वाले क्वार्टर न केवल एफ.पी.एस.ओ. पर काम करने वाले कर्मचारियों की मुश्किलों को कुछ हद तक कम करते हैं बल्कि उत्पादकता, सुरक्षा तथा चौकन्नेपन में भी सुधार लाती है (जैसे कि कार्य के बाद बेहतर आराम के घंटे, सुधरी हुई मनोदशा, कर्मचारियेां का ठहराव इत्यादि) ऐसे कर्मचारियों के रहने वाले क्वार्टरों के उन्नयन तथा बेहतरी का कार्यकारी निर्णय परियोजना के समग्र हित के लिए लिया गया था''। तट से दूर रिहायशी क्वार्टरों में एच.वी.ए.सी. एक विलासोपकरण नहीं है, अपितु परिचालित कर्मचारियों के कुशलतापूर्वक काम करने के लिए एक जरूरी आवश्यकता है।*

2.7.1.2.3.4. ऑपरेटर ने पैट्रोलियम एवम् प्राकृतिक गैस मंत्रालय को अपने उत्तर में (जून 2014) को *"एफ पी एस ओ के खरीदने के विकल्प का प्रावधान एवं विचार अनुमोदित विकास योजना के संगत था। हालाँकि एफ पी एस ओ का खरीद विकल्प अब तक प्रयोग में नहीं लाया गया था, ऑपरेटर को अनुमोदित विकास योजना एवं क्षेत्र विकास के सर्वोत्तम हित में निर्णय लेने के लिए दण्डित नहीं किया जा सकता।*

2.7.1.2.3.5. लेखापरीक्षा को आपत्ति यह नहीं है कि कर्मचारियों को बेहतर सुविधाओं से वंचित रखा जाये। एफ.पी.एस.ओ. वेंडर की यह जिम्मेदारी थी कि वह एफ.पी.एस.ओ. पर कर्मचारी नियुक्त करें। लेखापरीक्षा ने यह देखा कि पहली से विद्यमान रूपरेख के साथ अतिरिक्त 40 क्वार्टर एफ.पी.एस.ओ. चार्टर एग्रीमेंट की जरूरतों को पूरा करते हैं। इसके अलावा कठिन कार्य स्थितियों की ऑपरेटर को एफ. पी.एस.ओ. की खरीद की समय ही जानकारी भी और जरूरतों को उसी समय पूरा कर लिया जाना चाहिए था।

2.7.1.2.3.6. एम.ए. क्षेत्र के लिए अनुमोदित विकास योजना के अनुसार विकास बजट में एफ.पी.एस.ओ. की खरीद लागत यू.एस. डॉलर 733 मिलियन शामिल था, लेकिन इसके बावजूद ऑपरेटर ने एफ.पी.एस. ओ. को चार्टर किया। लेखापरीक्षा ने पाया कि ऑपरेटर विद्यमान कवार्टरों के व्यापक नवीनी करण के निर्णय में चार्टर अवधि के दौरान किसी भी समय एफ.पी.एस.ओ. के खरीदने के अपने विकल्प के उपयोग के इच्छा से निदर्षी है तथा (03/09/2007 के अपने टिप्पणी के द्वारा)। ऑपरेटर ने खरीद विकल्प का जून 2014 तक उपयोग नहीं किया है जोकि उत्पादन के चार साल से अधिक के अंतराल के बाद है।

2.7.1.2.3.7. उपरोक्त तथ्यों के मद्देनजर, लेखापरीक्षा मानता है कि वर्तमान रहने वाले क्वार्टरों के नवीकरण तथा फैब्रिकेशन तथा अतिरिक्त रहने के क्वार्टरों के स्थापन के कारण परिहार्य उच्च लागत वसूली हुई और इसलिए लेखापरीक्षा सुझाव देता है कि यू.एस 15 मिलियन अमेरिकी डॉलर की मूल्य वसूली को अस्वीकार किया जाए।

2.7.2 अनियमित भुगतान

2.7.2.1 *मैसर्ज लारसन एण्ड टूब्रो (एल एण्ड टी) लिमिटिड को ओ टी के निर्माण पर ₹ 22.7 मिलियन*

2.7.2.1.1. 18 अक्टूबर 2006 को ओ.टी. के निर्माण के लिए एल. एण्ड टी. (विक्रेता) को लागत–अतिरिक्त आधार पर कॉन्ट्रेक्ट प्रदान किया गया। मूल एग्रीमेंट के प्रावधानों के अनुसार[57] *विक्रेता को ऑपरेटरद्वारा उपलब्ध कराए गए संयंत्र व उपकरण (पी एण्ड ई) जो कि या तो निजी हो या किराए पर लिए गए हो, के उपलब्ध ना करा पाने की स्थिति में, क्षतिपूर्ति देय नहीं है।*

2.7.2.1.2. फिर भी 12 फरवरी 2008 को प्रावधान के कार्यक्षेत्र से 450 एम टी/600 एम टी क्रेनों को बाहर निकालने के लिए इसे संशोधित किया गया। परिणामतः इस तथ्य के बावजूद कि ये क्रेने ऑपरेटर द्वारा किराए पर ली गई थी और विक्रेता द्वारा इन क्रेनों के किराए पर कोई व्यय नहीं किया गया था, ऑपरेटर को ₹ 22.7 मिलियन मुआवजा विक्रेता को देना पड़ा था। परिणामतः अधिक बुकिंग हुई थी जोकि लागत वसूली का हिस्सा नहीं होना चाहिए। आगे, एग्रीमेंट के कथित संशोधन, जिसका ऑपरेटर तथा लागत वसूली पर अतिरिक्त भार पडा था, के लिए संचालन समिति (ओ.सी.) की स्वीकृति नहीं ली गई।

2.7.2.1.3. ऑपरेटर ने अपने उत्तर में, अन्य बातों के साथ–साथ, यह कहा (जनवरी 2014) कि:

- *किराए पर लेने की प्रक्रिया के दौरान, कथित क्रेनों के प्रदायक एल. एण्ड टी. लिमिटेड के साथ समझौता करने को अनिच्छित थे क्योंकि वैसी क्रेनों की माँग चरम पर थी और अगर उन्हें एल. एण्ड टी. के द्वारा भेजा जाता तो भुगतान में संभवतः देरी होती।*

- *बाजार में ऐसी क्रेनों की कमी के चलते तथा क्रेन प्रदायकों के एल. एण्ड टी. के द्वारा आपूर्ति के प्रति अनिच्छा के कारण, ऑपरेटर को क्रेनों को सीधा ही किराए पर लेना पड़ा।*

- *एल. एण्ड टी. लिमिटेड ने ऑपरेटर को सूचित किया कि एल. एण्ड टी. द्वारा प्रदान किए गए अन्य संयंत्र तथा उपकरण की तरह ऊपर की (टॉप अप) प्रतिपूर्ति ऑपरेटर द्वारा देय होगी।*

- *चूंकि इन क्रेनों को एल. एण्ड टी. लिमिटेड द्वारा संचालित किया जाना था, इसलिए विक्रेता को क्षतिपूर्ति प्रदान करने में ऑपरेटर न्यायसंगत था।*

2.7.2.1.4. ऑपरेटर ने एम ओ पी एन जी (जून 2014) को जवाब में पुनः कहा कि *"चूंकि क्रेनों का संचालन एल एण्ड टी द्वारा अन्य पी एण्ड एम उपकरणों को संचालित करने से कोई भिन्न नहीं था, टाप अप मुआवजे का भुगतान अन्य पी एण्ड एम उपकरणों के समान किया जाएगा। इसके अलावा भुगतान करने में पी एस सी की शर्तों का कोई उल्लंघन नहीं था।"*

2.7.2.1.5. ऑपरेटर के उत्तर को इन तथ्यों की रोशनी में देखना है कि:

- बजार में क्रेनों का अभाव या एल एण्ड टी के साथ सौदा करने में सप्लायरस की अनिच्छा,

---

[57] *संविदा की धारा 3.एल का साक्ष्य 'सी' (मूल्य सूची)*

क्रेनों को एग्रीमेंट से बाहर रखने के संशोधन को और एल एण्ड टी को अतिरिक्त राशि का भुगतान न्यायोचित नहीं हो सकता क्योंकि मूल धारा में नियम था कि *विक्रेता के उपलब्ध कराने में असमर्थ होने की स्थिति में ऑपरेटर द्वारा मुहैय्या करवाए संयंत्र और उपकरण के लिए विक्रेता को कोई मुआवजा नहीं देना था* जोकि पी एण्ड ई की उपलब्धता की असर्मथता के कारणों पर ध्यान दिए बिना।

- एग्रीमेंट की एक्सीबिट 'सी' (मूल्य अनुसूचि) की धारा 2.1 के अनुसार परियोजना में इस्तेमाल समस्त मानवशक्ति (मानवशक्ति लागत जमा 25 *प्रतिशत* मुआवजा) के लिए विक्रेता को पहले ही भुगतान किया जा रहा है। इसलिए क्रेनों की *प्रचालन क्रिया जैसे पुर्जे जोड़ना/पुर्जे अलग करना और नित्य मरम्मत में सहायता अनिवार्य होने* के आधार पर पी एण्ड ई के ऑपरेटर द्वारा किराए पर लिये जाने के संबंध में अतिरिक्त मुआवजे का भुगतान औचित्य नहीं था।
- इसके अलावा परिशिष्ट एफ (पी एस सी) में उद्देश्य है कि वस्तु और सेवाओं के अधिग्रहण के लिए प्रक्रिया, बताता है कि इन प्रक्रियाओं के उद्देश्य है। (ए) सुनिश्चित हो कि वस्तुऐं और सेवायें पैट्रोलियम प्रचालन हेतु ऑपरेटर द्वारा इष्टतम लागत पर प्राप्त की गई है। कोई एग्रीमेंटत्मक धारा जिसके परिणामस्वरूप विक्रेता को कोई अतिरिक्त लाभ हो पी एस सी की परिशिष्ट एफ में उल्लिखित इष्टतम लागत का उल्लंघन है।

इसलिए ऑपरेटर द्वारा किराये पर ली 450 एम टी/600 एम टी क्रेनों के संबंध में विक्रेता को दिए ₹ 22.70 मिलियन मुआवजे के अतिरिक्त भुगतान की लागत वसूली अस्वीकृत की जाए।

2.7.2.2 *निशुल्क सामान जारी करने के लिए ₹1110.90 मिलियन मुआवजें के रूप में भुगतान*

2.7.2.2.1. ऑपरेटर ने लागत अतिरिक्त आधार पर ओ.टी. के निर्माण, जैटी तथा ओ.टी. के निकट मूलभूत सुविधाओं के निर्माण के लिए एल. एण्ड. टी लिमिटेड तथा मैसर्स एफकॉन्स इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड (ए.आई. लिमिटेड) को चार एग्रीमेंट प्रदान किए, जिसका ब्यौरा निम्नलिखित है:

तालिका 13 : एग्रीमेंट प्रदान करना

क्र.सं.	एग्रीमेंट ब्यौरा	विक्रेता	अनुबन्ध हस्ताक्षर की तिथि
1.	ओ टी और सहयोगी सुविधाओं का निर्माण	एल एण्ड टी लिमिटेड	18 अक्तूबर 2006
2.	गड़ीमोगा में ओ टी का निर्माण	ए आई लिमिटेड	28 दिसम्बर 2007
3.	वाकालापुड़ी में बुनियादी सुविधओं का विकास	एल एण्ड टी लिमिटेड	24 दिसम्बर 2007
4.	यनम में जैटी का निर्माण	ए आई लिमिटेड	13 अक्तूबर 2006

2.7.2.2.2. साधारणतयः ये लागत अतिरिक्त एग्रीमेंट में दिया है कि मुआवजे का भुगतान निर्धारित दर से विक्रेता द्वारा उपकरणों के किराए/खरीद, सप्लाई, मानवशक्ति इत्यादि पर उठाई लागत के साथ जोड़ कर किया जाएगा। परंतु एग्रीमेंट में एफ आई एमस् का भी प्रावधान है जो कि ऑपरेटर द्वारा स्वयं की लागत पर उपलब्ध कराने थे। इसलिए एग्रीमेंट की विभिन्न धाराऐं विक्रेता को मुआवजे के भुगतान के उद्देश्य से एफ आई एम अलग करती है जैसे कि ऑपरेटर द्वारा किराए पर लिए यंत्र और उपकरण मुफ्त जारी ढेर उपकरण/ढेर विद्युत/ढेर पाइप फिटिंग इत्यादि, ऑपरेटर द्वारा सप्लाई किए सिविल ढेर जैसे सीमेंट, स्टील, रीइनफोरसिंग बार इत्यादि (मूल्य तालिका की एक्सीबिट सी की धारा 3 एल)

और हाईस्पीड डीजल (एच एस डी) (मूल्य तालिका की एक्सीबिट सी की उप धारा 2.4)

2.7.2.2.3. लेखापरीक्षा ने यह अवलोकन किया कि ऊपर दी गई धारणा कि विक्रेता को केवल अपने द्वारा किए 'खर्च' की प्रतिपूर्ति की जाएगी के विरूद्ध, उपरिलिखित एग्रीमेंट में ऑपरेटरद्वारा उपलब्ध कराए गई कुछ श्रेणी के एफ.आई.एम. जैसे सीमेंट, स्टील (एग्रीमेंट में जिन्हें कैटेगरी–1 वस्तु दर्शाया गया है), रेत, संचय, जी.आई. पाईप आदि (कैटेगरी–1 से 'अलग वस्तुएँ' एग्रीमेंट में इंगित है) पर मूल्य पर *प्रतिशत* के आधार पर विक्रेता को प्रतिपूर्ति देने का प्रावधान था। ऑपरेटर ने विक्रेता को ₹ 1110.90 मिलियन ऑपरेटरद्वारा उपलब्ध कराए गए एफ.आई.एम. के लिए क्षतिपूर्ति पर भुगतान किया, जैसाकि नीचे दिया गया है:

तालिका 14 : एफ.आई.एम उपलब्ध कराए गए

क्र.सं.	एग्रीमेंट ब्यौरा	विक्रेता	एफ आई एम पर मुआवजा भुगतान (मिलियन में)
1.	ओ टी और सहयोगी सुविधाओं का निर्माण	एल एण्ड टी लिमिटेड	854.70
2.	गड़ीमोगा में ओ टी का निर्माण	ए आई लिमिटेड	180.00
3.	वाकालापुड़ी में बुनियादी सुविधओं का विकास	एल एण्ड टी लिमिटेड	54.00
4.	यनम में जैटी का निर्माण	ए आई लिमिटेड	20.20
जोड़			**1110.90**

2.7.2.2.4. लेखापरीक्षा ने यह भी आगे अवलोकन किया कि वह धारा जिसमें कॉन्ट्रेक्टर (विक्रेता) द्वारा किए गए खर्च के अतिरिक्त एक निश्चित दर पर *प्रतिपूर्ति के भुगतान के प्रावधान में काम में लगाए गए सूची मजदूरों को भी सम्मिलित किया गया है* (सीधे तौर पर या उप–विक्रेता के द्वारा)।

2.7.2.2.5. ऑपरेटर ने कहा (जनवरी 2014) कि *कैटेगरी–1 वस्तुएँ तथा कैटेगरी–1 के अतिरिक्त वस्तुएँ पूँजीगत वस्तुएँ नहीं थीं तथा यह वस्तुएँ दिन प्रतिदिन की निर्माण सामग्री से संबंधित थी जिनमें योजना कार्यान्वन कौशल, योजना तथा समन्यवन का निर्माण कार्यक्रम को पूरा करने के लिए आवश्यकता थी।* आगे, फिर तर्क दिया गया कि *अगर इन वस्तुओं को उपलब्ध कराना सीधे तौर पर कॉन्ट्रेक्टर (विक्रेता) के कार्यक्षेत्र में रखा जाता तो वैट तथा सेवा कर पर दोहरा कराधान हो जाता जिसके परिणामस्वरूप इस मद पर बढ़ी हुइ प्रतिपूर्ति देनी पड़ती।* यह भी स्पष्ट किया गया कि *चूँकि हाईस्पीड डीजल सीधे तौर पर ऑपरेटर द्वारा कॉन्ट्रेक्टर (विक्रेता) को प्रबंध तथा उपलब्ध कराया जा रहा था और इस पर कॉन्ट्रेक्टर (विक्रेता) द्वारा कोई अतिरिक्त प्रयास नहीं किए गए थे, इसलिए उसे कोई प्रतिपूर्ति नहीं दी गई।* ऑपरेटर ने एमओपीएनजी को अपने उत्तर (जून 2014) में दोराहाया कि *''ऐसी सामग्री परियोजना पूंजीगत सामग्री के रूप में वर्गीकृत है जिसमें डिज़ाइन, अभियांत्रीकी एवं प्रापण के लिए विस्तृत अभियांत्रीकी कौशल की आवश्यकता होती है जिसमें अभियांत्रीकी सलाहकार कि महत्वपूर्ण की भूमिका के साथ साथ सामग्री मांग, बोली मूल्यांकन एवं तकनीकी स्पष्टीकरण तथा प्रापण करने से पहले अनुशंषा शामिल है।''*

2.7.2.2.6. एक्जिट कॉन्फ्रैन्स (जुलाई 2014) के दौरान ऑपरेटर ने आगे कहा कि *''प्रक्रिया संयंत्र के लिए नामचीन संरचना कॉन्ट्रैक्टर्स सामान्यतः टर्न की कॉन्ट्रेक्ट्स या सामग्रियों की आपूर्ति सहित संपूर्ण*

लागत लेते है। इसके अनुसार सामग्रियों सहित संपूर्ण संरचना लागत पर मार्क–अपप्रभारित किया जाता है तथा "श्रम की आपूर्ति एवं संरचना उपकरण कॉट्रैक्ट के प्रावधान के लिए कॉन्ट्रैक्ट्र्स को बोली लगाने के लिए प्रोत्साहित करने के क्रम में ऑपरेटर एफ.आई.एम. पर एक उचित मार्क–अप के लिए सहमत होना पड़ा।

2.7.2.2.7. ऑपरेटर का उत्तर इस तथ्य की रोशनी में देखा जाना चाहिए कि

- सभी एफ आई एम के संदर्भ में ऑपरेटर द्वारा स्वयं की लागत पर कार्य करना था या सामग्री की व्यवस्था करनी थी। परिणामस्वरूप, विक्रेता इस तरह की मदों पर कोई खर्च नहीं कर रहा था। विक्रेता से आशा थी कि वह उन सामग्रियों का उपयोग करेगा तथा अपनी मानव शक्ति का उपयोग/काम में लगाकर उसमें कुछ मूल्य संवर्धन करेगा। विक्रेता द्वारा लगायी ऐसी मानवशक्ति के मद में लागत खर्च की प्रतिपूर्ति के लिए एग्रीमेंटओं में पहले से ही प्रावधान था (मूल्य सारणी के प्रदर्श 'सी' की उप–धारा 2.1)। अतः, विक्रेता को, वैसे ही परियोजना में सारी मानवशक्ति को प्रयोग करने में खर्च हुई लागत की प्रतिपूर्ति की जा रही थी। अतः अतिरिक्त मार्क–अप के भुगतान की इस वजह से कि ऐसी वस्तुओं में "अभियांत्रिकी परामर्शदाता की महत्वपूर्ण भूमिका होती है", कोई औचित्य नहीं था। इसके अलावा, (पी एस सी के) परिशिष्ट एफ के उद्देश्यों–माल और सेवा को प्राप्त करने की क्रियाविधि के अनुसार इन क्रियाविधि के उद्देश्य है। (अ) ऑपरेटर द्वारा सुनिश्चित करना कि पैट्रोलियम कार्यकलापों को जारी रखने के लिए प्राप्त किए गए माल तथ सेवाएँ उचित दर पर प्राप्त की गई हैं....." अनुबंध की धाराएं जो विक्रेता को प्रोत्साहित करने के लिए इस बहाने से की जा रही है कि विक्रेता सामान्यतः पूरे निर्माण को ले लेते हैं जिसमें सामग्री की आपूर्ति शामिल है और ऐसे विक्रेताओं को मजदूरों की आपूर्ति तथा निर्माण उपयंत्र अनुबंध के प्रावधानों के लिए बोली लगाने के लिए प्रोत्साहित करने की आवश्यकता थी और इसके परिणामस्वरूप विक्रेता को अतिरिक्त लाभ देने से 'उचित लागत' का पी एस सी के परिशिष्ट 'एफ' में दिए गए उद्देश्य से भटकाव हो गया।

2.7.2.2.8. अतः, मार्क–अप प्रतिपूर्ति का कैटेगरी–1 के एफ आई एम तथा कैटेगरी–1 के अतिरिक्त इस वजह से भुगतान कि ऐसी सामग्री के प्रबंधन इत्यादि में अतिरिक्त कोशिशों की आवश्यकता थी, यह मान्य नहीं है अतः ₹ 1110.90 मिलियन की रकम की लागत वसूली को अनुमति न दी जाए।

2.7.3 जोखिम सलाहकार सेवाओं पर व्यय के अनुचित आवंटन के परिणामस्वरूप अधिक लागत वसूली

2.7.3.1. ऑपरेटर ने 1.2 मिलियन यू एस डॉलर लागत पर नामांकन के आधार पर मेसर्स एच एस बी सी इन्सयोरन्स ब्रोकर्स लिमिटेड को जोखिम सलाहकार सेवाओं के लिए एक कार्य आदेश[58] जारी किया। कार्य आदेश जारी करने के पूर्व ऑपरेटर और विक्रेता ने एक मैमोरैण्डम ऑफ अन्डरस्टैण्डिंग (एम ओ यू), सेवा करार के रूप रेखा नियमों का विवरण देते हुऐ, हस्ताक्षरित (28 अगस्त 2008) किया। सेवा करार का कार्य क्षेत्र जैसा कि एम ओ यू में विवरणित है, में सभी आर आई एल (ऑपरेटर) के अनन्य आर्थिक क्षेत्र, भारत के महाद्वीपीय जल सीमा तथा (उस दिन तक) विश्व भर में व्याप्त अन्य अन्वेषण एवं विकास स्थानों, की गतिविधियों को करता है। कार्य आदेश, का कार्य क्षेत्र उन्ही दशाओं में था जैसा कि एम ओ यू में परिभाषित किया गया था तथा 28 सितम्बर 2008 से 27 सितम्बर 2009 तक

[58] *संख्या* 038/3679665.

प्रभावी था और मैसर्स एच एस बी सी ने 28 सितम्बर 2008 से 28 जून 2009 तक सेवाऐं प्रदान की जिसके लिए दिसम्बर 2009 में 1.2 मिलियन अमरीकी डॉलर का भुगतान किया गया।

2.7.3.2. लेखापरीक्षा ने पाया कि जोखिम सलाहकार सेवाओं पर 1.2 मिलियन अमरीकी डॉलर के कुल ब्यय को केजी–डी डब्ल्यू एन–98/3 ब्लॉक के नामित किया गया यद्यपि कार्य आदेश के कार्य क्षेत्र में जोखिम सलाहकार सेवाओं में आर आई एल (ऑपरेटर) के अनन्य आर्थिक क्षेत्र/भारत के महाद्वीपीय तट क्षेत्र तथा विष्व व्याप्त अन्य नामित अन्वेषण एवं विकास स्थलों (उस दिन तक) की गतिविधियों से सम्बन्धित सेवाऐं शामिल थी। आर आई एल के समग्र बीमा पैकेज निति की एक समीक्षा से प्रकट हुआ कि ऑपरेटरके पास 39 अनुज्ञप्ति ब्लाक (28 भारत में, 11 भारत के बाहर) थे। अतः लेखापरीक्षा का विचार है कि जोखिम सलाहकार सेवाओं के मद में सम्पर्णू व्यय का आवंटन मात्र एक ब्लाक जोकि के जी–डी डब्ल्यू एन–98/3 के मद में करना उचित नहीं है।

2.7.3.3. ऑपरेटर ने अपने उत्तर (जनवरी 2014/जूलाई 2014) में कहा कि

1. *वर्ष 2008–2009 बीमा परिप्रेक्षय में विवेचनात्मक था क्योंकि इस समय में के डी जी 6 ब्लॉक में डी1–डी3 तथा एम ए तेल क्षेत्र, विकास स्तर से कार्यकारी स्तर में प्रवासित हो रहे थे। अतः, आर आई एल ने विशिष्ट बीमा सेवाओं के प्रावधान के लिए एक कॉन्ट्रेक्ट मैसर्स एच एस बी सी को प्रदान किया।*
2. *यह विवेचनात्मक था क्योंकि कन्स्ट्रक्शन ऑल रिस्क नीति से ऑपरेशनल नीति में संक्रमण, यह सुनिष्चित करते हुऐ कि आवरण में कोई अन्तराल नही था, निर्बाध एवं दक्ष तरीके से करना था। यह और भी अधिक विवेचनात्मक था क्योंकि सुविधाएँ को स्थापित एवं कार्यकारी एक चरण बद्ध तरीके से किया जा रहा था।*
3. *यद्यपि मैसर्स एच एस बी सी के साथ करार, आर आई एल के साथ अनन्य आर्थिक क्षेत्र/भारत के महाद्वीपीय तट क्षेत्र तथा विष्व ब्याप्त अन्य नामित अन्वेषण एवं विकास स्थलों को शामिल करते हुऐ विवृतांत करार था, यह ध्यान रखा जाना चाहिए कि निष्पादित कार्य (जोकि, विशिष्ट बीमा सेवाओं का प्रावधान) के जी–डी6 ब्लाक तक सीमित था और इसलिए इस करार के तहत भुगतान को के जी डी 6 के नाम किया गया।*

2.7.3.4. तथापि, लेखापरीक्षा के विचार में, ऑपरेटर की व्याख्या स्वीकार्य नहीं है क्योंकि बीमा सलाहकार सेवाऐं विष्व भर में ऑपरेटरके 39 ब्लाकों में गतिविधियों को आवृत करती है। इस तरह कर्य आदेश के विरूद्ध किए गये व्यय को सभी 39 ब्लॉक्स को आवंटित किया जाना चाहिये था। आगे, यदि ऑपरेटर के जी–डी डब्ल्यू एन 98/3 ब्लाक के लिए अनन्य सेवाऐं चाहता था तो यह विशिष्ट रूप से आर एफ क्यू में इंगित होना चाहिए था जो कि इसने नही किया। इसी प्रकार ए.एम.सी. ने अपने उदाहरण प्रस्तुत करते समय यह विशिष्ट रूप से, न ही ब्लाक वार दर बताया ना तो के जी–डी डब्ल्यू एन 98/3 ब्लाक के लिए दर बतायी। जनवरी 2009 में जारी कार्य आदेश ने यह नहीं दर्शाया कि सेवाऐं अनन्य रूप से के जी–डी डब्ल्यू एन 98/3 ब्लाक के लिए ही निष्पादित करनी थी।

2.7.3.5. व्यय का अन्य ब्लाकों पर आवंटन न होने से लागत 1.17 मिलियन अमरीकी डॉलर की वसूली वर्ष 2008–09 में के जी–डी डब्ल्यू एन 98/3 ब्लाक के लिए अत्यधिक नामित हुआ और इसलिये यह अस्वीकृत की जानी चाहिए।

2.7.4 वसूली योग्य लागतों के अंश के रूप में प्रारम्भ एवं उत्पादन बोनसों का वर्गीकरण

2.7.4.1. 2008–09 से 2009–10 के दौरान, ऑपरेटर ने अपने कर्मचारियों जो केजी–डी डब्ल्यू एन–98/3 ब्लॉक से संबंधित कार्य में व्यस्त थे को घण्टों की संख्या के अनुपात के आधार पर यू एस डॉलर 15.48 मिलियन का भुगतान, दीर्घ अवधि बोनस (यू एस डॉलर 9.74 मिलियम), उत्पादन सह प्रोत्साहन (यू.एस डॉलर 1.78 मिलियन), प्रारम्भिक बोनस (यू एस डॉलर 1.22 मिलियन) तथा उत्पादन बोनस (यू एस डॉलर 2.74 मिलियन) किया।

2.7.4.2. ऑपरेटर दीर्घ अवधि बोनस (एल.टी.बी) धारण बोनस के रूप में और निष्पादन सह प्रोत्साहन (पी एल आई) अपने इ एण्ड पी कर्मचारियों को भुगतान कर रहा था। इसके अतिरिक्त प्रारम्भिक तथा उत्पादन बोनस इ.एण्ड पी कर्मचारियों को प्रथम गैस उत्पादन प्रारम्भ करते समय दिये गए।

2.7.4.3. पी.एस.सी. ठेकेदार के उन स्थानीय तौर पर भर्ती किये गए कर्मचारियों से संबंधित योग्य वसूली को स्वीकृत करती है जो भारत में अनुबंध के अंतगर्त पैट्रोलियम प्रचालन के गतिविधि में सीधे तौर पर जुडे है और नियुक्त किए गए कर्मचारी हैं। ऐसी लागतों में शामिल है सैलरी, भत्ता और अन्य लागत जो कि कार्मिक नीतियों के अनुसार है और नियमित प्रकृति के है वास्तव में, 'बोनस' का भुगतान पी.एस.सी. में केवल *लेखा प्रक्रिया परिशिष्ट 'सी' के अनुच्छेद 3.1.2 (ए) (बी)* के अंदर दिया गया है उन नियुक्त कर्मचारियों के लिए सीधे और जरूरी तौर पर पैट्रोलियम प्रचालनों के कार्यवाही से जुडे हुए है। चूँकि, प्रांरभिक एवं उत्पादन बोनस एक मुश्त ओर एड–हॉक प्रकृति के है, लेखापरीक्षा के विचार में इन बोनसों का भुगतान गैस की बिक्री से अर्जित राजस्व से नहीं किया जाना चाहिए।

2.7.4.4. ऑपरेटरने अपने उत्तर (जनवरी 2014) में कहा कि

"पी एस सी के प्रावधान धारा 3.1.2 लेखा कार्य प्रणाली परिशिष्ट–सी यह बहुत स्पष्ट करते है कि बोनस समेत कर्मचारी हित लाभ की लागत लागत वसूली के योग्य हैं। व्यवसाय प्रारम्भ या परियोजना को पूर्ण करने के लिए विशेष प्रोत्साहन/बोनसों का भुगतान विस्तृत रूप से मान्य एवं स्वीकृत मानव संसाधन (एच आर) नीति हैं। जहाँ कि प्रारम्भिक बोनस निष्पादन बोनस के रूप में कर्मचारियों को गतिविधियों को पूर्ण करने एवं परियोजना को परिचालित करने के लिए भुगतान किया जा रहा था। पी एस सी ऐसे प्रतिबंधो को कहीं भी निर्दिष्ट नही करती तथा लेखापरीक्षा का उपरोक्त विचार पी एस सी के उपखण्ड 3.1.2 में उल्लेखित प्रावधानों के अनुरूप नहीं है। प्रारम्भिक एवं उत्पादन बोनस परियोजना से सम्बन्धित प्रत्यक्ष गतिविधियों को पूर्ण करने हेतु कर्मचारियों को निष्पादन वोनस के रूप में दिया गया था। कर्मचारियों का मनोबल एवं उत्पादकता बढ़ाये जाने के अतिरिक्त, कर्मचारियों को इस तरह के प्रोत्साहन का भुगतान, बिना संसाधनों की कमी के परियोजनाओं के पूर्ण किये जाने तथा प्रचालित किये जाने हेतु, प्रशिक्षित संसाधनों को बनाये रखने तथा उनके बाहर जाने को न्यूनतम करने लिए एक कर्मचारी धारण यंत्र है। यहाँ यह उल्लेख करना उचित है कि नव व्यवसाय प्रारम्भ पुरस्कार कर्मचारियों के निष्पादन रेटिंग के साथ सम्बद्व कर दिया गया था।"

2.7.4.5. ऑपरेटर ने एम.ओ.पी.एन.जी. को (जून 2014) अपने उत्तर में कहा कि *"कर्मचारी लाभों, अनुलाभ, क्षति पूर्ति स्तरों, निष्पादन प्रोत्साहनों एवं उत्पादकता बोनस का सामयिक पुनरीक्षण कर्मचारियों के, कार्यस्तरों को बढ़ाने की एच.आर. उत्तम रीतियों का हिस्सा है। अत:, आरंभिक एवं उत्पादक बोनस की अदायगी कार्मिक लाभों में बिल्कुल निहित है जो अनुच्छेद 3.1.2 के तहत देय है।"*

2.7.4.6. लेखापरीक्षा हाँलाकि, ऑपरेटरके साथ निम्नलिखित कारणों से सहमत नही हैः

- लेखापरीक्षा ने बोनस पर आपत्ति नही उठायी है तथा कर्मचारियों को नियमित रूप से भुगतान किये जा रहे, दीर्ध अवधि बोनस एवं निष्पादन सम्बद्व बोनस पर कोई आपत्ति नही की है।
- ऑपरेटर, अनुभवी कर्मचारियों को बनाये रखने के लिए तथा इ एण्ड पी कर्मचारियों के मनोबल एवं उत्पादकता में सुधार के लिए वेतन, तथा अन्य हित लाभ यथा धारण बोनस के रूप में दीर्ध अवधि बोनस तथा निष्पादन सम्बद्व प्रोत्साहन का भुगतान कर रहा है। इस लिए यह दावा कि प्रतिभाशाली एवं अनुभवी मानव संसाधन प्रारम्भिक एवं उत्पादन बोनस के द्वारा ही बनाये रखे जा सकते है, तर्क संगत प्रतीत नही होता।
- अवलोकन, पी एस सी के प्रावधानों तक सीमित है। ऑपरेटर के इ एण्ड पी खण्ड के कर्मचारी कम्पनी के नियमों एवं शर्तो, इसके एच.आर. नीति के अनुसार कार्य कर रहे है तथा प्रतिपूर्ति एक स्पष्ट रूप से परिभाषित पैकेज है और पी एस सी के अनुसार पैट्रोलियम परिचालनों में ऑपरेटर द्वारा इस तरह की लागत वहन की जाती है। प्रारम्भिक एवं उत्पादन बोनस सुलह की गयी वेतन/मजदूरी का अंश नही थे। गति विधियों की पूर्णता भी इन बोनसों के भुगतान से सम्बद्ध नहीं थी।

2.7.4.7. यू.एस डॉलर 12.48 मिलियन के प्रारम्भिक और उत्पादन बोनस के भुगतान को केजी–डी डब्ल्यू एन–98/3 ब्लॉक से अर्जित राजस्व के खाते में डालना पी एस सी के लेखा प्रणाली परिशिष्ट सी की धारा 3.1.2 के अंतर्गत नहीं है और इसलिए इसकी अनुमति लागत वसूली से नहीं होनी चाहिए।

2.7.5 अनुबंध प्रदान करना

2.7.5.1 *ड्रिलिंगरिग ''डीपवॉटर फ्रंटियर मैसर्स ट्रांसओशन से खण्डशः किराए परलेना यू.एस. डॉलर 88.77 मिलियन*

2.7.5.1.1. मैसर्स ट्रांसोसीन ऑफशोर इन्टरनेशनल वैन्चर्स लिमिटेड (ट्रांसोसीन/ए.एम.सी.) अप्रैल 2005 में (प्रथम अनुवंध) ''डीपवाटर फ्रन्टीयर'' रिग के लिए 24 महीनों की अवधि के लिए यू.एस डॉलर 0.32 मिलियन प्रति 24 घंटो की कार्यान्वयन दैनिक दर के हिसाब से जून 2006 को ऑपरेटर ने ऑफशोर गहरा पानी भेदन रिग का अधिकार का चार्टर हायरिंग कार्यक्रम शुरू हुआ।

2.7.5.1.2. दिसम्बर 2005 में, प्रथम अनुबंध प्रदान करने के पश्चात ऑपरेटर ने महसूस किया कि गहरे पानी भेदन रिग की उपलब्धता की कमी हो गई है और 2007 के बाद उपलब्धता बनाए रखने की निश्चितता के लिए ऑपरेटर ने अपतट गहरे पानी रिग के लिए चार्टर हायरिग को प्रदान करने के लिए निविदा क्रिया को शुरू किया।

2.7.5.1.3. ऑपरेटर ने (फरवरी 2006) को पुनः ट्रांसोसीन को वही रिग "डीपवाटर पारंटियर" के लिए यू एस डॉलर 0.48 मिलियन प्रति दिन के परिचालित दैनिक दर के हिसाब से अगस्त 2008, अर्थात चार्टर–हायर के अधीन अनुबंध की समयावधि समाप्त होने के बाद, से 36 महीनों की निश्चित अवधि के लिए अनुबंध प्रदान किया।

2.7.5.1.4. ''डीपवाटर फ्रंटीयर'' रिग ने 31 जुलाई 2008 को अपने अनुबंध के अधीन प्रथम अनुबंध को पूरा कर लिया और नए द्वितीय अनुबंध के अधीन उसी दिन समय 16:36 में कार्य शुरू किया।

2.7.5.1.5. ऑपरेटर ने व्यक्त किया (जनवरी 2014) कि *''आर.आई.एल. काएक प्रतियोगी टेंडर प्रक्रिया के पश्चात व्यावसायिक अप्रैल 2005 में एक दो वर्षीय कॉंट्रैक्ट में लिप्त होने निर्णय एवं उसके बाद एक प्रतियोगी टेंडर प्रक्रिया के पश्चात फरवरी 2006 में 3 वर्ष के कॉंट्रेक्ट में लिप्त होना प्रत्येक कॉंट्रेक्ट के समय उसको उपलब्ध जानकारी पर आधारि तथा। आर.आई.एल. परियोजना एवं पी.एस.सी. के भागीदारों के सर्वोत्तम हितों के लिए भरोसे व भलाई में काम कर रहा था।'' उसने आगे कहा कि ''2004 में दरों में विद्धगत चलन प्रासंगिक नहीं है, ऐसा कोई अंदेशा नहीं था कि यह पांच साल की अवधि तक यह चलता रहेगा। अत:, सी.ए.जी. के इस मान्यता को कोई आधार नहीं कि मूल्यों को पांच वर्षों तक बद्ध कर देने से निश्चित आवश्यकतया ही एक निम्न तर कुल व्यय की प्राप्ति होती। ऑपरेटर ने इस विवाद के अपने (अप्रैल 2014) के जवाब में पुनः पुनरावृति की और यह भी कहा कि लेखा परीक्षा का मानना है कि ऑपरेटर अपने दो साल के अनुबंध की दर से पॉच वर्षों के अनुबंध को तय करने में काबिल हो सकता है, जो कि ऐसा मामला नहीं हो सकता क्योंकि बोली दाता निश्चित ही पॉच वर्षो के लिए काफी ऊॅचे दैनिक दर से बोली लगाएँगे।*

2.7.5.1.6. ऑपरेटर का स्पष्टीकरण इस संदर्भ में देखा जाना चाहिए कि लेखापरीक्षा केवल दरों पर ही नहीं परंतु निम्नलिखित पर भी टिप्पणी कर रहा है:

- ऑपरेटरको डी.1–डी.3 क्षेत्रों के लिए अनुमोदित एफ.डी.पी. (नवंबर 2004) को ध्यान में रखते हुए कुओं को भेधन (ड्रिलिंग) करने की भविष्य की आवश्यकताओं का आकलन करना था तथा ड्रिलिंग रिग को तदनुसार परिनियोजन करने की योजना बनानी थी,

- ऑपरेटर 2004 में जारी आर.एफ.क्यू. के आधार पर बढ़ी हुई दरों के रूझान तथा रिगों के प्रबंध के लिए विक्रेताओं की कम प्रतिक्रिया के बारे में पहले से ही अवगत था,

- ऑपरेटरने अन्य रिगों के मामले में लंबी अवधि के अनुबंध किये हैं। अप्रैल 2008 में 0.51 यू.एस. डॉलर मिलियन की फर्म ऑपरेटरदिन–दर पर डीपवॉटर पैसिफिक इंक को धीरूभाई 'डीपवॉटर के.जी.–2 (डी.डी.के.जी.2) रिग का अनुबंध 5 वर्ष के लिए प्रदान किया जो इस तथ्य का प्रमाण है कि रिगों को लंबी अवधि के अनुबंधें के लिए फर्म दरों पर किराए पर लिया जाता है।

2.7.5.1.7. ऑपरेटर ने एम ओ पी एन जी मंत्रालय के अपने जवाब (जून 2014) में कहा कि एक गंभीर चरण के अनुमोदन के लिए जैसा कि निष्पादन के लिए पाइपलाइनों को बिछाने और मार्किट मे गैस की एम ओ पी एन जी द्वारा की गई 17 महीनो की देरी बदकिस्मती से परियोजना की देरी का कारण है। आई.डी.पी के कार्यान्वयन में कही गई अनिष्चितता को मानक कॉन्ट्रेक्टर के लिए आई डी पी के आधार पर भेदन पालों को स्वीकारना तर्क संगत नहीं होगा।

2.7.5.1.8. ऑपरेटर के कथन को निम्नलिखित तथ्यों की रोशनी में विचार करना चाहिए:

- पूर्व लेखा परीक्षा रिपोर्ट में ऑपरेटर (2011–12 की सी.ए.जी. की लेखा परीक्षा रिपोर्ट संख्या 19 का पृष्ठ 70) ने माना कि आई डी पी अनुमोदन के बाद ऑपरेटर ने गहन अध्ययन जो कि अतिरिक्त उत्पन्न आंकड़ो पर आधारित थे, पर काम शुरू किया और क्यू 4 2004 व क्यू 4 2005, अध्ययन से पाया गया कि भंडार आधार काफी ऊॅचा था। ऑपरेटर ने पूर्व लेखा परीक्षा रिपोर्ट में यह भी दावा किया कि *अतिरिक्त कूऑ आकड़ों , भंडार आकड़ों और उत्पाद आंकड़ो की उपलब्धता के कारण भूवैज्ञानिक व भंडार समझौतों में तरक्की जारी रही है फिर भी निवेष निर्णय अभी भी उस समय के समझौतों के आधार पर ही लिए जाते हैं।*

- इस प्रकार ऑपरेटर का दावा कि आई डी पी के निष्पादन में अनिष्चितता थी, तर्क संगत नहीं है जैसा कि रिपोर्ट में दिया गया कि सामयिक अनुमोदन में देरी और वैधानिक अनुमोदन की प्राप्ति जों परियोजना से संबंधित है, केवल आई डी पी की समय– सारणी पर प्रभाव डालेगी न कि आई डी पी के निष्पादन की अनिश्चितता पर।
- इसके अतिरिक्त ऑपरेटर द्वारा दिए गए घटनाओं के कालक्रम (सी.ओ.ई.) और लेखापरीक्ष अवलोकनों के उत्तरों दिनाँक 31 जनवरी 2014 से स्पष्ट है गहरे पानी के लिए रिग को किराए पर लेने की प्रक्रिया को 34 कुँओं के लिये आई.डी.पी. को प्रस्तुत करने के बाद प्रारम्भ किया गया था तथ पहले अनुबंध को अप्रैल 2005 में अंतिम रूप दिया गया था। पहले अनुबन्ध को (दिसम्बर 2005 में) अंतिम रूप देने से 7 माह के तुरन्त बाद ऑपरेटर ने कथित तौर पर गहरे पानी को रिग की कमी को अनुभव किया और दूसरा अनुबन्ध करने का निश्चय किया तथा (फरवरी 2006 में) दूसरे अनुबन्ध को अंतिम रूप दिया गया। दूसरे अनुबन्ध को किये जाने तक आई.डी.पी. के अनुसार खोदे जाने वाले कुँओं की संख्या समान (34) थी (खोद जाने वाले 50 कुँओं के लिए ए.आई.डी.पी. को अक्टूबर 2006 में प्रस्तुत किया गया था)। दूसरे शब्दों में, पहले एवं दूसरे दोनों ही अनुबन्धों में खुदाई के अवसर समान थे। इस प्रकार ऑपरेटर का यह विचार कि पहले अनुबन्ध के दौरान दीर्घ अवधि के लिए खुदाई के पर्याप्त अवसर नहीं थे, तर्कसंगत नहीं है।

2.7.5.1.9. अतः तथ्य यह है कि खुदाई के पर्याप्त अवसर होने के बावजूद तथा विक्रेताओं से रिगो की आपूर्ति के लिये खराब प्रतिक्रिया को ध्यान में रखते हुए (जोकि गहरे पानी की खुदाई की रिगों का संकेत था तथा जिसका प्रतिकूल प्रभाव दिन की दरों का होता), ऑपरेटर ने खुदाई की रिगों को दीर्घ अवधि के लिये किराए पर लेने के विकल्प तथा ऐसे दीर्घ अवधि के किराए का फर्म दर लाभ उठाने को विवेकपूर्ण नहीं समझा जिसके कारण लगभग यू.एस. डॉलर 88.77 मिलियन[59] का अतिरिक्त व्यय हुआ।

2.7.5.2 *खुदाई पर्यवेक्षक को भाड़े पर रखना*

2.7.5.2.1. ऑपरेटर ने ड्रिलिंग सेवाओं के कर्मचारियों को किराए पर लेने के दो अनुबंध मैसर्स एलौमैक्स एसोसिएट्स लिमिटेड (सं.050/91082 दिनांक 11 फरवरी 2009) तथा मैसर्स वर्ल्ड वाइड वर्कर टैक्नीकल सर्विसेज (सं. 050/94552 दिनांक 13 मार्च 2010) को प्रदान किए। ऐसे कर्मचारियों में वरिष्ठ ड्रिलिंग पर्यवेक्षक सम्मिलित थे जिनकी दरें दोनों अनुबंधों में क्रमशः यू.एस. डॉलर 1460 तथा यू. एस. डॉलर 1600 प्रतिदिन थी। इन अनुबंधों को प्रतियोगी बोली प्रक्रिया की उचित प्रक्रिया का अनुसरण करके पूरा किया गया था। अतः, अंतिम दरों को सही बाजार दर माना जा सकता है।

---

59 *(i) अगस्त 2008 से नवम्बर 2010 के दौरान रिग के उपयोग करने पर अनुबन्ध बी की स्वीकृत राशिः यू एस डॉलर 303.63 मिलियन, (ii)वह भुगतान जो अदा की गयी अनुबन्ध ए की दरों पर था अग्रलिखित है–यू एस डॉलर 203.78 मिलियन (परिकलन इस तथ्य के आधार पर था कि अनके प्रतिदिन दरों में 49 प्रतिशत की एक समान वृद्धि हुई), (iii) अंतर–99.85 यू एस डॉलर हालांकि के जी–डीडब्ल्यू एन–98/3 ब्लॉक के लिए रिग डी डब्ल्यू एफ का प्रतिशत उपयोग मात्र 88.90 है। इस ब्लॉक के आरोप्य अंतरयू एस डॉलर 88.77 मिलियन होगी।*

2.7.5.2.2. लेखापरीक्षा ने अवलोकन किया कि 1 जुलाई 2007 से 30 जून 2008 की अवधि में तीन[60] ब्लॉकों में ड्रिलिंग पर्यवेक्षक को किराए पर लेने के लिए क्र.सं.10 वस्तु कोड–3109712–0322) संयुक्त कार्य आदेश (वर्क ऑर्डर) नं. ओ.जी.3/85986 दिनांक 20 जून 2007 यू.एस. डॉलर 0.31 मिलियन (यू. एस. डॉलर 1848.00 प्रतिदिन वाई) के पूर्ण दाम पर रिचर्ड ब्रैट कोपुलोस (विक्रेता) आस्ट्रेलिया को नामांकन के आधार पर दिये गये अनुबंध को दोबारा विस्तारित किया गया, जैसे नीचे दिया गया है:

(अ) द्वारा कार्य आदेश सं. ओ.जी.3/3661008 दिनांक 24 मई 2008 को डॉलर 0.49 मिलियन (दिन दर ए.यू.डी. 2525) के मूल्य पर 1 जुलाई 2008 से 30 जून 2009 की अवधि के लिए, तथा

(ब) द्वारा कार्य आदेश सं. 049/92842 दिनांक 15 जुलाई 2009 को ए.यू.डी. 0.50 मिलियन (प्रतिदिन दर ए.यू.डी 2525) पर 1 जुलाई 2009 से 30 जून 2010 की अवधि के लिए।

2.7.5.2.3. इन विस्तारों को ओ.सी. ने क्रमशः 10 अप्रैल 2008 तथा 25 मई 2009 को अनुमोदित किया।

क्योंकि इस अनुबंध का विस्तार करने के लिए प्रतिस्पर्धी प्रक्रिया का अनुकरण नहीं किया गया, सामान प्रकृति के कार्य व दायित्व के लिए विक्रेता को स्वीकृत की गई दर बाजार खोज से निकलने वाली दर से ज्यादा थी।

2.7.5.2.4. दरों में अंतर का परिणाम यू.एस.डॉलर 0.15 मिलियन *(परिशिष्ट–5)* के अतिरिक्त व्यय के रूप में परिलक्षित हुआ जो कि बाजार में लागू दरों से ऊपर विक्रेता को स्वीकृत किये गये थे और अनावश्यक था। परिणामतः यू.एस. डॉलर 0.15 मिलियन हद तक की लागत प्रतिपूर्ति खातों में अधिक बुक की गई है।

2.7.5.2.5. ऑपरेटर ने अपने उत्तर (जनवरी 2014) में कहा कि *''इसमें वरिष्ठ ड्रिलिंग पर्यवेक्षकों को किराए पर लेने के लिए दो भुजी युक्ति लगानी होती है जिससे सक्षम संसाधनों की निरंतर उपलब्धता सुनिश्चित की जा सके, तथा नामांकन तथा वर्तमान अनुबंधों के विस्तार का आश्रय भी लिया जा सके।''*

2.7.5.2.6. यह उत्तर तर्कसंगत नहीं है क्योंकि सभी एजेंसियाँ/विक्रेता अनुबंध की शर्तों के अनुसार सुयोग्य कर्मचारियों को उपलब्ध कराने के लिए आनुबांधिक तख्वैर पर बाध्य थे। नामांकन के आधार पर ऊँची दरों पर सहमत होना न्यायसंगत नहीं है।

2.7.5.2.7. ऑपरेटर ने एम.ओ.पी.एन.जी को दिए गए उत्तर (जून 2014) में यह भी कहा कि, 'एम.सी. द्वारा अनुमोदित *की गई खरीद प्रक्रिया आर.ओ.जी.–जी.पी.पी.–004 उपबन्ध 8.0 (4) पृष्ठ 9) कॉन्ट्रेक्टर को अनुमति प्रदान करती है कि विशेष प्रकृति की सेवाओं के लिए वह एकल/नामांकन आधार पर कार्य प्रदान करें। ऐसी विशेष सेवाओं जैसे कि गहरे पानी की खुदाई के पर्यवेक्षक की कीमत माँग एवं आपूर्ति पर निर्भर करती है।''*

2.7.5.2.8. इस बात पर ध्यान दिया जाना चाहिये कि इस केस में लेखापरीक्षा ने एकल/नामांकन आधार पर कार्य प्रदान करने पर प्रश्न नहीं उठाया है। हालाँकि, चूँकि इसी अवधि के दौरान ऑपरेटर द्वारा इसी प्रकार की सेवाओं के लिये कम दरों पर अनुबन्ध किया गया था, लेखापरीक्षा दल के 0.15 मिलियन डॉलर यू. एस. के अतिरिक्त व्यय की लागत वसूली नहीं की जानी चाहिये।

---

[60] के.जी.–डी.डब्ल्यू.एन.–98/3 (के.जी.–डी.6), एम.एन.डी.डब्ल्यू.एन.–2003/1(एम.एन.–4) तथा एन.ई.सी.–ओ.एस.एन. –97/2 (एन.ई.सी.–25)

2.7.6 अनिवार्य अनुबन्ध कार्य के लिये अतिरिक्त भुगतान

2.7.6.1 *रिग गतिविधि के दौरान बचाए गये समय के लिए बोनस भुगतान*

2.7.6.1.1. ऑपरेटर ने गहरे पानी में खुदाई की रिगो–डीपवाटर फ्रन्टियर (डी.डब्ल्यू.एफ.) तथा डिस्कवरर 534 (डी 534) को किराए पर लेने के लिए मैसर्स ट्रॉंसओशियन के साथ दो अनुबन्ध (क्रमशः ओ.जी. 3/3597423 दिनाँक 24 फरवरी 2006 तथा ओ.जी. 3/3587422 दिनाँक 29 अक्टूबर 2007) किए। साक्ष्य 'ए' की धारा 20 अनुबधों का कार्यक्षेत्र कहता है कि –

".....कन्ट्रैक्टर (विक्रेता) रिग की अंतर्क्षेत्र संचलन के लिए जिम्मेदार होगा। मौसम की स्थितियों तथा ड्रिलिंग रिग की क्षमता के आधार पर, कन्ट्रैक्टर (विक्रेता) बी.ओ.पी. (ब्लो आउट प्रिवेंटर) तथा मैरीन राइजर के साथ टंगी हुई स्थिति में अंर्तक्षेत्रीय रिग गतिविधि तथा ड्रिल पाइप/ड्रिल कॉलर को उत्तंभ (डैरिक) में रैक में खड़ा करने को सुनिश्चित करेगा।"

2.7.6.1.2. ऊपर दिए गए दो अनुबंधों के इनवॉइसों के पुनरीक्षण में यह पाया गया कि ऑपरेटर ने टंगे हुए ब्लो आउट प्रिवैटर (बी.ओ.पी.) के साथ कुओं के बीच रिग गतिविधि के दौरान बचाए गये समय के लिए क्रमशः यू.एस. डॉलर 1.88 मिलियन तथा यू.एस. डॉलर 0.95 मिलियन डी.डब्ल्यू.एफ. तथा डी 534 के लिए बोनस के रूप में भुगतान किया। लेखापरीक्षा ने अवलोकन किया कि टंगे हुए बी.ओ.पी. के साथ रिग का गतिविधि उपरिलिखित धारा के अंतर्गत अनिवार्य था वैसे, टंगे हुए बी.ओ.पी. के साथ रिग गतिविधि के लिए बोनस का भुगतान न्यायसंगत नहीं था और उसके परिणामस्वरूप यू.एस. डॉलर 2.83 मिलियन का अतिरिक्त व्यय हुआ।

2.7.6.1.3. ऑपरेटर ने लेखापरीक्षा को (जनवरी 2014 में) और एम ओ पी एन जी को (जून 2014 में) दिए गये उत्तर में कहा कि

- *साक्ष्य ए– कार्य के दायरें की धारा संख्या बी. 20 कहती है की टंगी हुई स्थिति में बी.ओ.पी. के साथ अर्न्तक्षेत्रिय गतिविधि मौसम की परिस्थितियों एवं ड्रिलिंग रिग की क्षमता पर निर्भर करती है। यह धारा एक कार्यकारी आवश्यकता है क्योंकि मौसम की परिस्थितियाँ तथा दूसरे मानदण्ड ज्ञात नहीं होते/तुरंत उपलब्ध नहीं होते तथा इस संबंध में निर्णय एक के बाद एक विषय के आधार पर लिया जाता है जिसमें मौसम की परिस्थितियों तथा अन्य मानदण्डों बैथीमीटरी, समुद्री यात्रा की अवधि आदि को ध्यान में रखा जाता है। टंगी हुई स्थिति में बी.ओ.पी.के साथ अर्न्तक्षेत्रिय रिग को प्रारंम्भ करने की पूर्ण बाध्यता नहीं है, जैसा की लेखापरीक्षा का मानना है।*

- *सामान्यत लटकी हुई स्थिति में बी ओ पी के साथ अंतर्क्षेत्रीय रिग की गतिविधि को उद्योग जगत की प्रथा के अनुसार (मौसम तथा दूसरी तकनीकी परिस्थितियों के अधीन) तभी प्रांरभ किया जाता है जब रिग की गति (दूरी) कम होती है तथा बी ओ पी लटके हुए प्रत्येक रिंग की गतिविधि का मूल्यांकन किया जाता है और उसे केवल तभी कार्यान्वित किया जाता है जब तकनीकी शर्तें पूरी होती हों।*

- *अनुबंध के अनुसार, अनुबंधकर्ता (विक्रेता) को धारा सं. ई 2 प्रदर्श ए– कार्यक्षेत्र के अनुसार, कुँओं को लक्ष्य में दिए गए दिनों से पहले समाप्त करने पर प्रदर्शन प्रोत्साहन पाने का अधिकार है।*

- *अनुबंधो के अनुसार, कोई निश्चित अधिलाभ योजना नहीं थी और प्रोत्साहन योजना पर पारस्परिक सहमति की जानी थी एवं प्रोत्साहन धनराशि के भुगतान के लिए साधनों को अलग से निकाला जाना था। अधिलाभ के भुगतान पर सहमति होने के कन्ट्रैक्टर की शर्तों के पीछे यही आधार और मंशा थी कि "यह एक ही बार का समझौता है और इसको भविष्य के प्रचालनों के लिए मिसाल के तौर उद्धत नहीं किया जायेगा ''*

- *लेखापरीक्षा का मत कि कुँओं क्षेत्रों के मध्य रिग संचलन की एक क्रिया के बजाय अभिलाभा का भुगतान कुँओं को पूर्ण करने के लिए सभी ऑपरेटरगतिविधियों के लिए बचाये गये/अधिक समय के पूर्ण योग को ध्यान में रखा जाना चाहिए था, तर्कसंगत नहीं हैं, चूँकि दिन की दर रिग संचलन के दौरान देय है अर्थात्, कुँओं के मध्य यात्रा का कुल समय और इस आधार पर कोई भी बचाया गया समय जोकि कॉन्ट्रेक्टर के लिए भी लाभ ही है।*

2.7.6.1.4. जनवरी 2014 और जून 2014 में दिये गये कॉन्ट्रेक्टर का उत्तर निम्नलिखित कारणों से तर्कसंगत नहीं है :

- बी ओ पी के साथ रिग की लटकते हुए अंतर्क्षेत्रीय रिग गतिविधि, जो मौसम की स्थिति पर निर्भर थी, अनुबंध में सम्मिलित एक मानक स्थिति थी जो कि रिग की क्षमता पर आधारित थी। ऑपरेटर का यह कहना कि लेखापरीक्षा दल ने अंतर्क्षेत्रीय रिग गतिविधि में बी ओ पी के लटकने को निरपेक्ष बाध्यता माना है, तथ्यों के आधार पर सत्य नहीं है क्योंकि लेखापरीक्षा ने बिना टंगी हुई बी ओ पी की रिग की गतिविधि पर आपति नहीं की है जहाँ पर मौसम की स्थिति ने लटकते हुए बी ओ पी के साथ रिग की गतिविधि को नहीं होने दिया। बल्कि, लेखापरीक्षा की आपत्ति लटकते हुए बी ओ पी के साथ रिग गतिविधि पर बोनस के भुगतान को लेकर है जो कार्यक्षेत्र के अनुसार मानक शर्त थी।

- ऑपरेटर का दावा कि विक्रेता को लक्षित दिनों से काफी पहले कुएँ समाप्त करने पर विक्रेता को लटकने वाले बी.ओ.पी. के साथ रिंग गतिविधि पर बोनस का भुगतान धारा सं. ई 2 प्रदर्ष 'ए' के अनुसार किया गया, तर्कसंगत नहीं है क्योंकि कुँऐ की समाप्ति पर किसी भी बोनस भुगतान में सभी संचालन प्रक्रियाओं में कुल बचाये गये समय/ अतिरिक्त समय को ध्यान में रखा जाना चाहिये था न कि ध्यान में रखा कुओं की जगहों के बीच रिंग गतिविधि की एक गतिविधि पर।

- और, बोनस भुगतान को स्वीकृत करते समय, ऑपरेटरने न तो किसी निविदा की धारा का उल्लेख किया न ही निर्धारित किए गए लक्ष्यों के मध्य उल्लिखित किए गए अनुबध और रिग के वास्तविक कार्य के अनुसार। तुलना की गई यदि कोई हो, वास्तव में बोनस भुगतानों को एक–बार की व्यवस्था कहा गया है और भविष्य की कार्यवाहियों के लिए पुर्वोदाहरण उद्वृत नहीं किया जाना चाहिए।

- इससे यह इंगित होता है कि बोनस भुगतान रिगों को किराए पर लेने के लिये अनुबंध के नियमों और शर्तों के अनुसार नहीं थे।

2.7.6.1.5. चूँकि अधिलाभ भुगतान अनुबंध के नियमों एवं शर्तों के अधीन नहीं थे इसलिए लागत वसूली के लिए यू.एस. डॉलर 2.83 मिलियन का अतिरिक्त खर्च स्वीकार्य नहीं होना चाहिए था।

2.7.6.2 *चार्टरिंग एफ.पी.एस.ओ. के लिए अपटाइम अधिलाभ का भुगतान*

2.7.6.2.1. ऑपरेटर ने (09 मई 2007 को) एफ.पी.एस.ओ. की सुविधा की चार्टरिंग के लिए पट्टा किराये के आधार पर मैसर्स एकर कन्ट्रेक्टर एफ.पी. ए.एस. नार्वे (ए.सी.एफ.पी./विक्रेता) से अनुबंध किया। ऑपरेटर ने (15 अक्टूबर 2007 को) एफ.पी.एस.ओ. सुविधा के परिचालन और अनुरक्षण, ऑपरेटर के उपकरण और उपसमुद्र उपकरण के प्रचालन के लिए मैसर्स एकर बॉरगैस्टेड ऑपरेशनस ए.एस (ए. बी.ओ) से भी अनुबंध किया।

2.7.6.2.2. 2008–09 से 2011–12 की अवधि के दौरान ए.सी.एफ.पी. और ए.बी.ओ. को अनुबंधात्मक प्रावधानों के अनुसार अपटाइम अधिलाभ[61] का भुगतान किया गया अर्थात् *"पट्टा किराया/प्रचालन दिन दर पूरी चार्टर अवधि या प्रचालन अवधि के दौरान एफ.पी.एस.ओ. के उत्पादन निष्पादन के सभी डाउनटाइम (ऊपर या नीचे) के समयोजन के अधीन होगी"*। मार्च 2012 तक, ऑपरेटर ने यू.एस.डॉलर 15.48 मिलियन का अपटाइम अधिलाभ ए.सी.एफ.पी. (यू.एस.डॉलर 13.37 मिलियन) और ए.बी.ओ. (यू.एस. डॉलर 2.11 मिलियन) को भुगतान किया था।

2.7.6.2.3. लेखापरीक्षा की राय में, सामान्यतः अधिलाभ भुगतान अतिरिक्त भुगतान होता है जो ईनाम या प्रेरक के रूप में कार्य के जल्दी पूर्ण होने या उत्पादन स्तर बढ़ने पर दिया जाता है न कि अपने एग्रीमेंटत्मक के दायित्वों के निष्पादन के लिये। इस मामले में, ए.सी.एफ.पी. एग्रीमेंट के अनुसार चार्टर अवधि के दौरान एफ.पी.एस.ओ. उपलब्ध कराने के लिए बाध्य था, ए.बी.ओ. एग्रीमेंटनुसार प्रत्येक वित्तीय वर्ष के 95 प्रतिशत से अधिक अवधि के लिये एफ पी एस ओ की उपलब्धता सुनिश्चित करने के लिए बाध्य है। एफ.पी.एस.ओ. का प्रचालन और अनुरक्षण ए.बी.ओ. की जिम्मेवारी हैं। इसलिए इन अधिलाभ का भुगतान यू.एस 294580 डॉलर की सामान्य पट्टा किराये दिन दर पर और यू.एस. डॉलर 42789 प्रचालन दिन दर से अतिरिक्त भुगतान के रूप में किया गया था।

2.7.6.2.4. ऑपरेटर ने (जनवरी 2014) में अपने उत्तर कहा कि

- *केजी–डी डब्ल्यू एन–98/3 (केजी–डी 6) ब्लॉक में डी–26 (एम ए) तेल, गैस तथा संघनन की खोज भारत का पहला गहरे पानी के विकास (पानी की गहराई 1000–1250 मी तक) का एवीज था जिसमें उपसमुद्री कुँओं को प्रस्तावित निर्मित, बढिया मुड सकने के लायक बुर्ज (टरैट) से बंधे (मूर) एफ पी एस ओ से जोड़ना था जिसे भारत के पूर्वी तट की कठोर तथा चक्रवाती स्थितियों को सहने के लिए परिकल्पित किया गया था । इन प्रतिकूल स्थितियों में काम करना अनुबंध में डाउनटाइम/कामबंदी का समायोजन करने के लिए उचित कारण प्रदान करता है जो कि एफ पी एस ओ कॉन्ट्रेक्टरों (विक्रेता) को एफ पी एस ओ की तकनीकी/अखंडता के उच्चतम स्तर को बनाए रखने के लिए प्रोत्साहित करता है और इसलिए उसकी उपलब्धता को*

---

[61] भाग–1 के अनुसार, ई-II ऑफ एग्जिबिट सी–संविदा मूल्य अनुसूची से संबंधित और दर की कॉन्ट्रेक्टर की अनुसूची जोकि 'डाउनटाइम/शटडाउन उत्पादन निष्पादन के समयोजना से संबंधित।

अधिकतम करने को सुनिश्चित करता है। अतः यह कहना सही नहीं होगा कि अपटाइम अधिलाभ चार्टर किराए पर देने वाले तथा ओ एंड एम कॉन्ट्रेक्टरों (विक्रेताओं) को अनुचित लाभ देता है क्योंकि वे एग्रीमेंटत्मक तौर पर एफ पी एस ओ को उपलब्ध प्रचालन तथा रखरखाव करने के लिए बाध्य हैं।

- *यह भी उल्लेख किया जा सकता है कि एफ पी एस ओ अनुबंधो में ऐसे निष्पादन प्रोत्साहनो का होना अंतर्राष्ट्रीय स्तर पर मानक चलन है, विशेष तौर पर जहाँ क्रॉस–डिफॉलटेड प्रचालन तथा रखरखाव (ओ एंड एम) अनुबंध चार्टर किराए के अनुबंध के साथ लागू है।*

- *एफ पी एस ओ चार्टर कॉन्ट्रेक्टर (विक्रेता) तथा ओ एंड एम कॉन्ट्रेक्टर (विक्रेता) को पट्टा किराया/प्रचालन दिन दर के अतिरिक्त अपटाइम बोनस देना जो कि डी–26 क्षेत्र से निर्बाध अपटाइम तेल तथा गैस की उत्पादन को सुनिश्चित करने के लिए पैट्रोलियम क्रियाओं के उत्तम हित में है।*

2.7.6.2.5. लेखापरीक्षा की ऑपरेटरों के उत्तर में निम्नलिखित प्रतिक्रिया हैः

- *चूँकि एफ.पी.एस.ओ. का प्रचालन इसके कुशल रख–रखाव अनुसार और मरम्मत पर नियमित रूप निर्भर से होता है, लेखापरीक्षा ने ए.बी.ओ. को अधिलाभों के भुगतान के कॉन्ट्रेक्टर के उत्तर को मान लिया है। हालाँकि ए.सी.एफ.पी. को अधिलाभों के भुगतान में लेखापरीक्षा ने कोई औचित्य नहीं देखा, जिसे एफ.पी.एस.ओ की उपलब्धता के लिए दैनिक पट्टा किराया किसी भी तरह मिलता है।*

- *एफ.पी.एस.ओ. अनुबंधों में ऐसे निष्पादन प्रोत्साहनों के अंतर्राष्ट्रीय स्तर पर मानक प्रचलन के बारे में ऑपरेटर के उत्तर के संदर्भ में लेखापरीक्षा ने ओ.एन.जी.सी. द्वारा मैसर्स फोवर्स भूमि अर्मादा ऑफशोर लिमिटेड के साथ किये गये एफ.पी.एस.ओ चार्टर किराया अनुबंध का पुनरीक्षण किया और उसे ऐसे निष्पादन प्रोत्साहनों के लिए कोई धारा नहीं मिली।*

2.7.6.2.6. ऑपरेटर ने एम.ओ.पी.एन.जी (जून 2014) में को अपने जवाब में कहा कि *"संयोगवश ओ एन जी सी के ट्रैक रिकॉर्ड में कुछ भी अनुकरण योग्य नहीं है, जिसे "एफ.पी.एस.ओ. क्रिस्टल समुद्र" का चार्टर किराया शामिल है और सभी भुगतान ऑपरेटर और मैसर्स ए.सी.एफ./ए.बी.ओ. के मध्य हस्ताक्षरित किये गये अनुबंध के अनुसार ही किए गए हैं।''*

2.7.6.2.7. ऑपरेटर का उत्तर स्वीकार्य नहीं है क्योंकि लेखापरीक्षा द्वारा ओ.एन.जी.सी. का उदाहरण ऑपरेटर के कथन *"यह अंतर्राष्ट्रीय स्तर पर मानक प्रचलन है कि एफ.पी.एस.ओ. अनुबंधों में ऐसे निष्पादन प्रोत्साहन हो।"* के उत्तर में दिया गया था। ओ.एन.जी.सी एक महारत्न लोक क्षेत्र उद्योग है जो पूर्णरूप से अपनी अनुशंगी ओ.एन.जी.सी. विदेश लिमिटेड के द्वारा विदेश में प्रचालन करती है।

2.7.6.2.8. इसलिए, ए.सी.एफ.पी. को सामान्य पट्टा किराया प्रतिदिन के अतिरिक्त अपटाइम अधिलाभ के संबंध में क्षतिपूर्ति देने से ए.सी.एफ.पी. को यू.एस. डॉलर 13.37 मिलियन का अतिरिक्त लाभ मिला।

2.7.7 दण्ड धाराओं का अप्रभावीकरण

2.7.7.1 *गहरे पानी की वेधन रिग, डिस्कवरर 534 में इंजन की उपलब्धता*

2.7.7.1.1. वेधन रिग डिस्कवरर 534 (डी 534) को किराए पर लेने के लिए मैसर्स ट्रांसओशन डिस्कवरर 534 एल एल सी के साथ अनुबंध सं. ओ जी 3/3587422 दिनांक 29 अक्टूबर 2005 की प्रविष्ट किया गया। वेधन रिग डी 534 पहले कुँए के स्थान पर 18 दिसंबर 2007 को पहुँचा तथा कार्य प्रारम्भ करने की तैयारिया शुरू की गई। 19 दिसम्बर 2007 को इंजिन सं. 5 में आग लगने की सूचना मिली जिससे इंजिन सं. 6 को भी हानि पहुंची तथा रिंग ने काम करना बंद कर दिया। इंजिन सं. 6 की 22 दिसंबर 2007 को मरम्मत की गई और चालू किया गया तथा रिंग ने भी कुँओ से संबंधित क्रियाओं को 22 दिसंबर 2007 की रात से शुरू कर दिया। इंजिन सं. 5 को 15 अप्रैल 2008 से चालू कर दिया गया।

2.7.7.1.2. अनुबंध के साक्ष्य सी की धारा सी–9.0 कहती है कि

श्अनुबंध के अनुसार जितने समय के लिए कॉन्ट्रेक्टर (विक्रेता) के उपकरण रिग / आर आई एल के शोरबेस पर उपलब्ध नहीं होगा जिनके कारण उस समय तक संचालन प्रभावित नहीं होगा, तो कॉन्ट्रेक्टर (विक्रेता) द्वारा प्रस्तुत किए गए बिलों के अनुसार आर आई एल प्रतिदिन कि अनुपलब्धता पर उपकरण लागत के 1/60 वें भाग की कटौती करेगा।

2.7.7.1.3. इंजन सं. 5 की अनुपलब्धता के कारण उपकरण कम समय के लिए परिनियोजित किया गया और ऑपरेटर 22 दिसंबर 2007 से 15 अप्रैल 2008 तक 115 दिनों की अवधि जिसमें संचालन प्रभावित नहीं हुए, के लिए उपकरण कि अनुपलब्धता के लिए कारण उपकरण लागत का 1/60 वें भाग की प्रति दिन कटौती करने के लिए अधिकृत था। हालाँकि, लेखापरीक्षा ने पाया कि ऑपरेटर ने विक्रेता पर कोई भी जुर्माना नहीं लगाया था। ऑपरेटर ने इस आधार पर इस धारा को हटाने का निर्णय लिया कि विक्रेता को पुष्टि दी गई थी कि अतीत में इस धारा को कभी लागू नहीं किया गया तथा इसे निवारक की भूमिका निभाने के लिए अनुबंध में रखा गया।

2.7.7.1.4. उपकरण की लागत का पता लगाने के लिए जारी लेखापरीक्षा माँग पत्र के उत्तर में, ऑपरेटर ने (नंवबर 2013 में) कहा कि उसके पास इंजन सं.5 कि लागत के लिए एक अलग आँकड़ा नहीं है। उसने यह भी कहा कि यह घटना करीब छह वर्ष पहले हुई थी और डी 534 अब ऑपरेटर के पास नहीं है।

2.7.7.1.5. लेखापरीक्षा कि दृष्टि में, एग्रीमेंटत्मक व्यवस्था को निवारक के रूप में लाया गया था। यदि ऑपरेटर ने विक्रेता को पुष्टि दी होती कि इसे लागू नहीं किया जाएगा तो इसे अनुबंध में सम्मिलित/बनाए रखना अर्थहीन था। इस सीमा तक, अनुबंध प्रबंधन दोष पूर्ण था। अतः लेखापरीक्षा को लगता है कि साक्ष्य सी की धारा सी–9.0 को लागू ना करने के लिए दिए गए कारण तर्क संगत नहीं हैं क्योंकि अनुबंध में किसी धारा को सम्मिलित करने का मकसद उसका सख्ती से पालन करना है। अनुबंध की शर्तों को लागू ना करने से सात माह की अवधि के लिए इंजन सं. 5 की लागत का 1/60 प्रति दिन की दर से जुर्माने की वसूली नहीं हुई।

2.7.7.1.6. चूँकि ऑपरेटर द्वारा उपकरण की लागत का विवरण उपलब्ध नहीं करवाया गया था इसलिए लेखापरीक्षा द्वारा यू एस डॉलर 0.57 मिलियन (इंजन संख्या 5 की कीमत यू एस डॉलर

299,250 X 1/60 X 115 दिन) वसूली योग्य जुर्माने की गणना समान विषेषता[62] के बनाए गए इंजन की सूचना के आधार पर की गई है।

2.7.7.1.7. ऑपरेटर ने अपने उत्तर (जनवरी 2014/जुलाई 2014) में कहा कि

1. *''कॉन्ट्रेक्टर (विक्रेता) के उपकरण के कम समय के लिए लगने के मामले में यानि कि यदि कॉन्ट्रेक्टर (विक्रेता) का उपकरण रिग–I ऑपरेटर के शोर बेस पर उपलब्ध न हो, जिसके कारण उस समय संचालन प्रभावित नहीं होता है तो ऑपरेटर मैसर्स ट्रॉसओशन द्वारा प्रस्तुत बिलों के अनुसार प्रतिदिन की अनुपलब्धता के लिए उपकरण लागत का 1/60 वे भाग की कटौती कर सकता है।*
2. *प्रस्तुत मामले में, इंजन सं. 5 रिग पर उपलब्ध था और ना तो रिग को बंद किया गया था ना ही किसी संचालन को स्थगित किया गया था। अतः उपरोक्त प्रावधान लागू नहीं थे।*
3. *एग्रीमेंटत्मक प्रावधानों को लागू करने के लिए उठाए जाने वाले कदमों के लागत लाभ विश्लेषण ऐसे कदम उठाने से पूर्व करना चाहिए था। इसमें एग्रीमेंटत्मक प्रावधान के प्रतिपादन और ऐसी कार्यवाही की संभावित लागत (जैसे कानूनी लागत, विलम्ब, वाणिज्यिक संबंध को हानि विवादों की संभावना, संभावित बचाव आदि) पर धारणा बनाना। ऑपरेटर का निर्णय मैसर्स ट्रॉसओशन के विरूद्ध जुर्माना लागू करने का प्रयत्न करना नहीं था। यह उस समय की विद्यमान परिस्थितियों की प्रतिक्रिया में लिया गया एक वाणिज्यिक निर्णय था।''*

2.7.7.1.8. ऑपरेटर का उत्तर तर्क संगत नहीं था जैसेः

(क) खराब इंजन सं. 5 के कारण रोकी गयी राशि के भुगतान को अनुमोदित करते हुए, ऑपरेटर ने स्वयं स्वीकार किया कि घटना साक्ष्य सी की धारा सं. सी 9 के अनुसार उपकरण के कम समय के लिए लगाने से संबंधित है और ऑपरेटर उपकरण की अनुपलब्धता के लिए उपकरण के 1/60 वॉ भाग की कटौती कर सकता है।

(ख) खराब उपकरण की उपलब्धता उपकरण की अनुपलब्धता के बराबर है क्योंकि खराब उपकरण को किसी उपयोग में नहीं लगाया जा सकता। इसके अतिरिक्त इंजन सं. 5 रिग के संघटन के पूरे होने से पहले ही खराब हो गया था जैसा कि तथ्य से प्रकट होता है कि ऑपरेटर ने रिग को सीमित संघटन के साथ स्वीकार किया था।

(ग) एग्रीमेंटत्मक प्रावधानों को लागू करने/कार्यान्वित करने के उद्देश्य से समाविष्ट किया गया था। विक्रेता के उपकरण की अनुउपलब्धता के लिए अनुबंध में एक दंडात्मक धारा समाविष्ट करने के बाद, ऑपरेटर को मैसर्स ट्रॉसओशन पर, अनुबंध में दंडात्मक धाराओं को सख्ती से लागू करने के लिए अनुबंध को अंतिम रूप देते समय, मुख्य उपकरण कि लागत को मुहैया कराने के लिए जोर देना चाहिए था। इसके अतिरिक्त यदि ऑपरेटर एग्रीमेंटत्मक प्रावधानों को लागू करने की संभावित लागत की चिंता थी तो पहले तो इन प्रावधानों को अनुबंध में शामिल नहीं किया जाना चाहिए था। यदि इन प्रावधानों को एग्रीमेंट में शामिल कर लिया गया था तो ऑपरेटर को इन्हें लागू करना चाहिए था।

(घ) 0.57 मिलियन यू एस डॉलर के जुर्माने की गणना जुर्माने की दर और अनुपस्थिति के दिनों की संख्या के आधार पर किया गया।

---

[62] 20 सिलेंडर, 3600 एच पी / 900 आर पी एम

2.7.7.1.9. लेखापरीक्षा के मतानुसार यू एस डॉलर 0.57 मिलियन का अतिरिक्त खर्च ऑपरेटर की एग्रीमेंटत्मक दण्ड प्रावधानों को लागू करने में असफल रहने के कारण हुआ जिसके कारण विक्रेता से वसूली नहीं की जा सकी और, अतः इसे लागत वसूली का भाग नहीं बनाना चाहिये।

2.8 राजस्व मामले

2.8.1 मूल्यांकन और मूल्य निर्धारण के लिए पी एस सी प्रावधान

2.8.1.1. कच्चे तेल और संघनन के धरेलू आपूर्ति विक्रय निटान एवं निर्यात के विषय में पी एस सी के अनुच्छेद 18.7 के अनुसार में क्षेत्र में उत्पादन प्रारंभ होने से पूर्व सामान्यतः स्वीकार्य अंतर्राष्ट्रीय शर्तों पर आधारित क्रूड उठाने कि प्रक्रिया तथा क्रूड विक्रय करार को कॉन्ट्रेक्टर द्वारा खरीददार के साथ 6 माह से पहले अथवा ऐसी कम अवधि जो कि जी.ओ.आई. कि स्वीकृति के साथ कॉन्ट्रेक्टर और खरीददार की आपसी सहमति से हुआ हो। अनुबंधगत किया जाएगा।

2.8.1.2. पी एस सी का अनुच्छेद 19.4 कहता है कि आर्मस लेंथ स्केल पर कीमत को निर्धारित करने का प्रयोजन बताता है कच्चे तेल की कीमत जिस पर विक्रय होगा प्रायः एक अथवा अधिक कच्चे तेलों के प्रति बैरल पर आधारित होना जो गणना के समय अंतर्राष्ट्रीय बाजार में मुक्त तथा सक्रिय रूप से बेचे जा रहे हैं वे विषेषताओं एवं गुणवता में उसे कच्चे तेल के समान है जिसके संबंध में कीमत का निर्धारण किया जा रहा है विक्रय कीमत का पता फ्लैट क्रूड ऑयल मार्केट वायर के दैनिक प्रकाषन (''फ्लैट'') अथवा इसी प्रकार से पता लगाए गए समान कच्चे तेलों के स्पॉट मार्केट से लगाया जा सकता है जो ऐसे कच्चे तेलों कि वर्तमान मूल्य को अधिक सत्यता से दर्षाते हों।

2.8.1.3. आगे, पेट्रोलियम के मूल्यांकन के विषय में पी एस सी के अनुच्छेद 19.5 के पदों में कॉन्ट्रेक्टर अनुच्छेद 19 के अनुसार प्रासंगिक कीमतो को निर्धारित करेगा तथा गणना गणना के आधार और निर्धारित कीमत जी.ओ.आई. को सौप दी जाएगी और यह जी.ओ.आई. विषयाधीन होगी।

2.8.1.4. कच्चे तेल की कीमत के निर्धारण के लिए विनिर्दिष्ट प्रावधान आवष्यक परिवर्तन सहित संघनन पर लागू होंगे।[63]

2.8.2 कच्चे तेल के लिए मार्कर का चयन और कच्चे तेल की कीमत में 2 *प्रतिशत* समग्र प्रीमियन का समावेश

2.8.2.1. एम ए तेल क्षेत्र से कच्चे तेल का उत्पादन सितंबर 2008 में शुरू हुआ था और तब से इसकी आपूर्ति समय–समय पर स्पॉट कच्चे तेल विक्रय करारों (सी ओ एस ए) के आधार पर मई 2010 में एस्सार ऑयल लिमिटेड (ई ओ एल) के एक कार्गो को छोड़कर हिंदुस्तान पेट्रोलियम कार्पोरेषन लिमिटेड (एच पी सी एल) और चेन्नई पेट्रोंलियम कार्पोरेषन लिमिटेड (सी पी सी एल) को की जा रही थी।

---

[63] *पी एस सी के अनुच्छेद 1.22 के अनुसार '' संघनन'' का अर्थ कम वायुदाब वाले हाईड्रोकार्बन जिन्हें प्राकृतिक गैस से संघनन या निष्कर्षण द्वारा प्राप्त किया गया और यह उन एक मात्र हाईड्रोकार्बनों की और इंगित करता है, जो सामान्य ताप एवं दाब की अवस्था में तरल है शर्त यह दिया गया है इस घटना में संघनन विकास क्षेत्र द्वारा सृजित होता है और इसे पृथक कर अलग से गंतव्य बिन्दु तक परिवहित किया जाता है। जब अनुबन्ध के प्रावधान ऐसे संघनन को इस प्रकार आरोपित होंगे जैसे कि वे कच्चे तेल रहे हों।*

2.8.2.2. पी एस सी के उपरोक्त प्रावधानों का पालन करने और कच्चे के विक्रय के लिए बाज़ार से खोजी हुई कीमत को निर्धारित करने के लिए कॉन्ट्रेक्टर ने 12 मई 2008 को प्रत्याषित खरीददारों जैसे एच पी सी एल, भारत पेट्रोलियम कार्पोरेषन लिमिटेड (बी पी सी एल), इंडियन आयल कार्पोरेषन लिमिटेड (आई ओ सी एल), एम आर पी एल, सी पी सी एल और ई ओ एल से मात्रा के संबंध में उनकी आवष्यकताओं तथा एक कीमत जिसके आधार पर कीमत एवं मात्रा को अंतिम रूप दिया जाएगा को बताने के लिए बोलियॉं आमंत्रित करके एक प्रतिस्पार्धि बोली प्रक्रिया का पालन किया।

2.8.2.3. सी पी सी एल और एच पी सी एल ही केवल इच्छुक खरीददार थे और बोन्नी लाईट पर 5.34/डालर बी बी एल कि निर्धारित छूट पर कच्चा तेल की कीमत निर्धारित की गई। 11 जुलाई 2008 और 8 सितंबर 2008 को सहमति के लिए इस कीमत प्राप्ति प्रक्रिया को सरकार को प्रस्तुत किया गया हालॉंकि जी.ओ.आई. ने कच्चा तेल के विक्रय के लिए मूल्य कीमत फार्मूला के अनुबंध की शर्तों (टर्म कॉट्रक्ट) को अभी तक (दिसंबर 2013) अनुमोदित नहीं किया गया है। इसे भिन्न कीमत के फार्मूला के अधीन समय–समय पर स्पॉट सी ओ एस ए के अंतर्गत इन खरीददारों को अनन्तिम कीमत आधार पर बेचा जा रहा है।

2.8.2.4. लेखापरीक्षा ने देखा कि पी एस सी प्रावधानों (अनुच्छेद 19.4) के अनुसार कच्चे तेल की कीमत को निश्चित करने के लिए मानदंड तेलों जैसे तापिस, बोन्नी लाईट और डेटेड ब्रेटं के साथ के जी –डी डबलू एन 98/3 ब्लॉक कि क्रूड गुणवत्ता की तुलना[64] की गई । आर आई एल ने पी एस यू खरीददारों के साथ मोलभाव के आधार बोन्नी लाईट को मानदंड के रूप में अपनाया।

2.8.2.5. संयोग से मैसर्स जैक्ब कंसलटैंसी यू एस ए (जैक्ब), पेट्रोलियम योजना एवं विश्लेषण सैल[65] (पी पी ए सी) पी एस सी कच्चे तेल के मूल्यांकन के लिए परामर्शादाता ने अपनी मई 2010 की रिपोर्ट में सिफारिश की कि के जी बेसिन के कच्चे तेल की कीमत को 100 *प्रतिशत* तापिस कच्चे तेल से सम्बद्ध किया जाए। के जी–डी डब्लू एन–98/3 कच्चे तेल की गुणवत्ता तपिस के समान है और दोनों हल्के अलवण कच्चे तेल है। आगे, तपिस अपनी मूल्य पारदर्शिता और वाणिज्यिक की दृष्टि में एशिया – पैसिफिक क्षेत्र के सबसें अत्यधिक मान्यता प्राप्त बेंचमार्क कच्चे तेंलों में से एक है।

2.8.2.6. लेखापरीक्षा ने पाया कि 2008–09 से 2011–12 की अवधि के दौरान विक्रय किये गए स्पोट कार्गो के लिए भिन्न कीमत फार्मूले अपनाए गए थे जैसे कि नीचे हैः

- बेानी लाईट को निश्चित विभेदक, बोनी लाईट का मासिक औसत (–) 5.34 यू एस डॉलर;
- 5–कट वज़न आधारित सकल उत्पाद मूल्य (जी पी डब्ल्यू) विभेदक (+) बोनी लाईट पर 2 *प्रतिशत* का कंपोसिट प्रीमियम;
- डेटेड ब्रेंट को (औसत (+) 2.11 यू एस डॉलर) निश्चित विभेदक।

---

[64] *13 अप्रैल 2009 को आर आई एल और एच पी सी एल के मध्य कच्चे तेल के कीमत निर्धारण को ध्यान मे रख कर हुई बैठक की परिचर्चा पत्र के तहत।*

[65] *एम ओ पी एन जी की एक संबन्धित कार्यालय इन मामलों में विशेषज्ञता प्राप्त की है।*

2.8.2.7. वास्तव में, लेखापरीक्षा ने ध्यान दिया कि संदर्भित क्रूड ऑयल विक्रय करारों[66] के अनुसार दो कच्चे तेलों के बीच गुणवत्ता विभेदक को दर्शाने के लिए एच पी सी एल और सी पी सी एल को कच्चे तेल की आपूर्ति बोनी लाईट पर अतिरिक्त दो *प्रतिशत* कंपोसिट प्रीमियम के साथ की जा रही थी यह इस तथ्य के बावजूद था कि कटौती के माध्यम से के जी–डी डब्ल्यू एन– 98/3 ब्लॉक कच्चे तेल और बोनी लाईट कच्चे तेल के बीच सकल उत्पाद मूल्य विभेदक कि गणना में उपज गुणवत्ता पहले ही गणना मे ले लिया गया था । के जी– डी डब्लू एन–98/3 ब्लॉक कच्चे तेल का सकल उत्पाद मूल्य बोनी लाईट क्रूड ऑयल से कम था और जून 2009 से मार्च 2012 कि अवधि के दौरान इसमें (–)1. 818 से (–)11.397 तक (*परिशिष्ट 6*) की भिन्नता थी। ऋणात्मक विभिन्नता के बावजूद, अंतिम कीमतों में बोनी लाईट की अपेक्षा के जी डी 6 क्रूड के लिए 2 *प्रतिशत* कम्पोसिट प्रीमियम को भी जोड़ दिया गया था। 30.42 मिलियन यू एस डॉलर (*परिशिष्ट 7*) का वित्तीय प्रभाव की गणना की गई जो कि जून 2009 से फरवरी 2012 की अवधि के लिए कंपोसिट प्रीमियम का प्रभाव था।

2.8.2.8. इसके अलावा पहले के सी ओ एस ए जोकि एच पी सी एल (नवम्बर 2008) सी पी सी एल (फरवरी 2009) और ई ओ एल (अप्रैल 2010) में यह पाया गया समग्र प्रीमियम और जी पी डब्ल्यू को ध्यान में नहीं रखा गया था और विक्रय मूल्यों का निर्धारण बोनी लाइट (–) 5.34/बी बी एल यू. एस. डॉलर। एच पी सी एल एवं सी पी सी एल तथा ई ओ एल ने बारे में यह डेटेड बरेंट (+) 2. 11/बी बी एल यू.एस. डालर थी।

2.8.2.9. ऑपरेटर ने अपने जवाब (जनवरी–2014) में कहा कि

- *आरंभ में आर आई एल ने केजी–डी 6 कच्चे तेल के लिए चिन्हक के रूप में तपिस को प्रस्तावित किया था। हालांकि खरीददारों से बातचीत के समय सभी खरीददारों ने एक मत में कहा कि तपिस उन सबको चिन्हक के रूप में स्वीकार्य नहीं है क्योंकि ये उनके लिए ज्यादा अस्थिर एवं महंगा था।*

- *बॉनी लाईट मुक्त रूप में व्यापार किया जाने वाला एवं निर्धारण में तपिस से ज्यादा पारदर्शी समझा जाता है क्योंकि स्पॉट मार्केट में बॉनीलाइट खनिज की व्यापार की मात्रा अपेक्षाकृत ज्यादा ऊँची है। तपिस कच्चे तेल की तत्क्षण उपलब्धता बहुत सीमित है।*

- *तपिस केजी–डी 6 कच्चे तेल की गुणवत्ता के पैमाने को निर्धारित नहीं करता है अतः गुणवत्ता विभेदन को लागू किया जाता एवं पार्टियों के बीच बातचीत कर समझौता किया जाता।*

- *चिन्हक कच्चे माल का विभेदन या पक्षों के बीच समझौते से समायोजन का मतलब यह नहीं है कि मूल्यांकन सूत्र में पारदर्शिता का अभाव है। गुणवत्ता जैसे कारकों को दर्शाने के लिए बेंचमार्क क्रूड के विभेदन या समायोजन के लिए मोल–भाव किया जाना उद्योग में प्रचलित है। इसे पी एस सी के अनुच्छेद 19.4 में मान्यता प्राप्त है जिसका संबंध कच्चे तेल में विभिन्नताओं के समायोजन से है। कच्चे तेल की गुणवत्ता, परिवहन लागत, पहुंचाने में लिया गया समय, मात्रा, भुगतान के नियम एवं अन्य एग्रीमेंट शर्तों का ज्ञात सीमा एवं अन्य संबंधित कारकों के लिए कच्चे तेल की तुलना की जा रही है।"*

---

[66] *दिनांक 5 मई 2010 को सी पी सी एल एव दिनांक 14 जून 2010 को एच पी सी एल के मध्य समझौता।*

- *किन्हीं भी दो कच्चे तेलों में एक समान गुण नहीं हो सकते एवं विभिन्न श्रेणियों के कच्चे तेलों की कीमत का निर्धारण चयनित बेंचमार्क क्रूड के बातचीत के योग्य विभेदन पर किया जाता है। यदि तपिस को बेंचमार्क क्रूड के रूप में स्वीकार भी कर लिया जाता केजी–डी–6 कच्चे तेल की कीमत संरचना में विभेदन फिर भी होता है।*

- *कच्चे माल को आर्म्स लेन्थ नियमों एवं एच पी सी एल और सी पी सी एल के साथ तय की गई कीमत पर बेचा जा रहा है। पी एस सी के अन्तर्गत विचारित गुणवत्ता आदि कारकों को ध्यान में रखते हुए। ऐसे कारकों के लिए कोई मानक नॉन निगोशिएबल समायोजन या मूल्य समायोजन या मूल्य विभेदन नहीं है। पक्षों को बेचे जा रहे केजी–डी 6 कच्चे तेल के संदर्भ में समायोजन में मोलभाव या मूल्य विभेदन करना जरूरी है।*

2.8.2.10. जवाब को निम्न के प्रकाश में देखा जाना जरूरी है :

- कच्चे तेल चिन्हक जैसे तपिस आदि को बॉनी लाईट/डेटेड ब्रेन्ट में परिवर्तित किया गया एवं कीमत निर्धारण की प्रक्रिया में भी परिवर्तन किया गया।

- ऐसे मामलों में जहां कीमतों को आधारित करने के लिये कोई बेंचमार्क क्रूड उपलब्ध नहीं है, अनुच्छेद 19.4.1 में मोलभाव का प्रावधान किया गया है।

- खरीददार (एच पी सी एल) ने गुणवता में भिन्नता को इंगित किया है, जिसका प्रभाव मूल्य निर्धारण एवं अंतिम राजस्व पर भी रहा था क्योंकि मामला पार्श्विक पत्र समझौते के द्वारा सुलझाया गया है।

2.8.2.11. इसलिए लेखापरीक्षा ने निष्कर्ष निकाला है कि एम ए तेलक्षेत्र से कच्चे माल के लिए मूल्य निर्धारण की प्रक्रिया को पूरा कराये जाने एवं एम ओ पी एन जी द्वारा अनुमोदित किये जाने की जरूरत है। वर्तमान में मंजूरी के अभाव में जी.ओ.आई. का दावा है कि सी ओ एस ए विक्रयों को अस्थायी समझा जाये। हालांकि ऑपरेटर विक्रयों को स्थायी एवं अंतिम समझ रहे हैं। जी.ओ.आई. के द्वारा परिवर्तन के प्रभाव के लिए कोई भी प्रावधान नहीं किया गया है। अभी तक चिन्हक को निर्धारित नहीं किया गया है।

2.8.2.12. अपने जवाब (जून 2014) में एम ओ पी एन जी में अनुमोदन दिये जाने में देरी का कोई कारण या अनुमोदन दिये जाने की कोई समय सीमा नही बताई।

2.8.2.13. इसके अलावा आपरेटर ने पैट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस मंत्रालय को अपने उत्तर (जून 2014) में यह बताया कि *''इस अनुचित प्रभाव से मुक्त प्रक्रिया में पारदर्शी रूप से चर्चा की गई और खरीददारों के साथ सहमति बनी।''* लेखापरीक्षा यह दोहराना चाहता है कि विवाद यह नहीं है कि बिक्री अनुचित प्रभावों से मुक्त नही है या के जी डब्ल्यू एन–98/3 का कच्चा तेल उस मूल्य से कम पर बेचा जाना चाहिए जो बाजार देने को तैयार है। बल्कि लेखापरीक्षा का यह विचार है कि कच्चा तेल उचित रूप से मूल्यांकित कर उचित मूल्य निर्धारित किया जायें। जी.ओ.आई. को मूल्यांकन पर अपने विचारों को अंतिम रूप दे देना चाहिए ताकि मूल्यांकन विषय पर किसी अस्पष्टता की कोई गुजाइंश ना रहें।

2.8.3 प्राकृतिक गैस का लेखा और बिलिंग

2.8.3.1 *गैस उत्पादन एवं विक्रय की विपणन मार्जन*

2.8.3.1.1. ई जी ओ एम ने पी एस सी के अनुच्छेद 21.6.3 के तहत के जी डी डब्ल्यू एन–98/3 ब्लॉक से प्राकृतिक गैस के मूल्य निर्धारण के लिए सूत्र/आधार को मंजूरी दे दी। इसी मंजूरी के साथ, काकीनाड़ा में सपुर्दगी बिन्दु पर गैस बिक्री फार्मूला पैट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस मंत्रालय के पत्र संख्या 0–19025/15/2007–ओ एन जी (वी) दिनांक 10 अक्तूबर 2007 द्वारा नियंत्रित किया जाता है :

विक्रय मूल्य (यू.एस. डॉलर/एम एम बी टी यू) = 2.5+ (लागत मूल्य–25)0.15 जहाँ,

विक्रय मूल्य = विक्रय मूल्य डॉलर एम एम बी टी यू (एन एच वी के आधाार पर) सर्पुदगी बिन्दु काकीनाड़ा पर।

लागत मूल्य = कच्चे तेल का मूल्य यू.एस. डॉलर 60/बैरंल की अधिकतम सीमा के साथ

इसी आधार पर, विक्रय मूल्य यू.एस. डॉलर 4.20/एम एम बी टी यू निकाला (यू.एस. डॉलर 60/बैरेल की अधिकतम सीमा के साथ)

2.8.3.1.2. एम ओ पी एन जी ने अपने अपरलिखित पत्र द्वारा कहा *''यदि वास्तविक मूल्य जिस पर उपभोक्ता को आपूर्ति की जानी है पद्धति द्वारा निर्धारित मूल्य से अधिक है तब अधिकतम मूल्य को जी. ओ.आई. द्वारा उस मात्रा के लिए रखा जायेगा।''*

2.8.3.1.3. गैस की बिक्री से संबंधित रिकार्ड से पता चला कि आपरेटर गैस बिक्री के लिए जो मूल्य उपभोक्ताओं से ले रहा है उसमें (गैस क्रय विक्रय समाझौता (जी एस पी ए) और चालान) में दो भाग जो कि गैस मूल्य 4.205 यू.एस. डॉलर/एम एम बी टी यू. तथा विपणन मार्जन @ 0.135 यू.एस. डॉलर/एम एम बी टी यू. शामिल है।

2.8.3.1.4. इस विषय में, यह भी पाया गया कि पी पी और रायल्टी की गणना करते समय आपरेटर ने यू.एस. डॉलर 4.205 एम एम बी टी यू का मूल्य लिया। जबकि उपभोक्ताओं से वास्तविक मूल्य यू. एस. डॉलर 4.340 एम एम बी टी यू लिया जा रहा है। इस प्रकार जो राजस्व विपणन मार्जन से अर्जित किया गया उस राजस्व की लागत को वसूली, पी पी और रायल्टी की गणना में शामिल नहीं किया गया। लागत वसूली पी पी में जी.ओ.आई. की हिस्सेदारी और रायल्टी पर वित्तीय प्रभाव की गणना तालिका–15 में की गई है :

तालिका 15 : लागत वसूली पर वित्तीय प्रभाव, पी पी और रॉयल्टी

(राशि यू एस मिलियन डॉलर में)

विवरण	वर्ष 2009–10	वर्ष 2010–11	वर्ष 2011–12	वर्ष 2012–13	योग
एन–गैस की उत्पादन मात्रा एवं विक्रय (एम एम बी टी यू)	460,353,175.90 (अैप्रल 2009 माह के लिए 7,299,359.39 को शामिल करते हुए)	659,244,545.89	507,646,842.08	308,545,025.19	1,935,789,589.06
विपणन मार्जन की दर (यू एस डॉलर)	0.135	0.135	0.135	0.135	0.135

विपणन मार्जन का मूल्य (यू एस डॉलर)	62.15	89.00	68.53	41.65	261.33
लागत वसूली 90 प्रतिशत	55.93	80.10	61.68	37.49	235.20
पीपी	6.21	8.90	6.85	4.17	26.13
जी.ओ.आई. का हिस्सा पी पी 10 प्रतिशत की दर से	0.62	0.89	0.69	0.41	2.61
रॉयल्टी 5 प्रतिशत की दर से और अप्रैल 2009 के लिए 10 प्रतिशत की दर से	3.16 (अप्रैल 2009 माह के लिए 0.0985 मिलियन को शामिल करते हुए)	4.45	3.43	2.08	13.12

2.8.3.1.5. कॉन्ट्रेक्टर ने 2009–10 से 2012–13 के लिए 261.33 मिलियन डॉलर की राशि विपणन मार्जन की इकट्ठी की जिसको जे वी के खातों में नहीं लिया। परिणामस्वरूप 235.20 मिलियन यू एस डॉलर (90 प्रतिशत), की राशि 2012–13 तक की वसूली की लागत में समायोजित नहीं की और जी.ओ. आई. को पी पी और रॉयल्टी का हिस्सा 2.61 मिलियन यू.एस. डॉलर और 13.12 मिलियन यू एस डॉलर क्रमशः वर्ष 2009–10 से 2012–13 के लिए कम जमा कराया गया।

2.8.3.1.6. लेखापरीक्षा ने पाया कि डी जी एच ने (अप्रैल 2011) 2009–10 के लेखापरीक्षित लेखाओं पर एम सी प्रस्ताव के प्रारूप को एम ओ पी एन जी को प्रस्तुत करते हुए यह टिप्पणी की कि राजस्व अभिकलन में विपणन जिनके बारे में एम ओ पी एन जी द्वारा निर्णय नहीं लिया गया है सम्मिलित नहीं किये जाते हैं। डी जी एच ने (अगस्त 2013) में वर्ष 2011–12 के लिए लेखापरीक्षित खातों पर अपने मसौदा एम सी संकल्प में 0.135 प्रति एम एन बी टी यू की दर से विपणन मार्जन के लिए समायोजित करने का प्रस्ताव किया।

2.8.3.1.7. एम ओ पी एन जी ने 26 दिसंबर 2011 को प्रत्येक विपणन संस्था के द्वारा अपने द्वारा उपगत वास्तविक विपणन लागत के आधार पर अंत उपभोक्ताओं को प्राकृतिक गैस के विक्रय पर प्रभार्य विपणन मार्जन की मात्रा तय करने का अधिकार पैट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस नियामक बोर्ड (पी एन जी आर बी) को सौंपा। विपणन मार्जन का मुद्दा आज तक निश्चित नहीं किया गया है। इस प्रकार डी जी एच के द्वारा विपणन मार्जन का मामला एम ओ पी एन जी के सामने लाये जाने के बावजूद भी पैट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस मंत्रालय द्वारा जे वी के राजस्व में विपणन मार्जन को शामिल करने के निर्णय को लागू करने के लिए कोई कार्यवाही नहीं की गई।

2.8.3.1.8. ए ओ पी एन जी ने (सितम्बर 2013) में ऑपरेटर को अपने पत्र में कहा कि *"पी एस सी का लेखा क्रियाविधि भाग 3.2* (iii) *प्रत्यक्ष या अप्रत्यक्ष किसी भी तरह से कॉन्ट्रेक्टर को अलग से बाजार कीमत लेने की अनुमति नहीं देता। तथापि, ऑपरेटर ने गैस बिक्री पर यू एस डॉलर 0.135 प्रति एम एम बी टी यू की दर से विपणन मार्जन 4.205 यू एस डॉलर प्रति एम एम बी टी यू से भी ऊपर, लिया, लेकिन ऑपरेटर ने यह राजस्व वित्तीय विवरण में शामिल करने से मना कर दिया। विपणन मार्जन को शामिल करने से मना करने के कारण, 261 मिलियन यू एस डॉलर का वित्तीय प्रभाव है जो कि संचित*

गैस बिक्री पर आधारित है। तदुनसार, यह 261 मिलियन यू एस डॉलर की राशि राजस्व में शामिल होनी है।''

2.8.3.1.9. ऑपरेटर ने एम ओ पी एन जी को अपने जवाब (जून 2014) और निकास सम्मेलन (जुलाई 2014) में कहा कि

- *गैस विपणन मार्जन वह प्रभार है जो गैस की मार्केटिंग और जोखिम लागत, पर लगता है और जो वितरण बिन्दु से अतिरिक्त है।*
- *उत्पादन क्रियाकलाप से असंबंधित लागत, जी एस पी ए की निबंधन और शर्तों को अंतिम रूप देते समय खरीददार और बेचने वाले को, विपणन मार्जन का अंश, मोल तोल और समझौते द्वारा किया जाता है।*
- *जी.ओ.आई. (एम ओ पी एन जी) द्वारा संसद में, 23.02.2010 को राज्य सभा में अतारांकित प्रश्न संख्या 131 व तारांकित प्रश्न संख्या 14 के प्रत्युत्तर, पी एस सी के अनुसार सुस्पष्टता से स्थिति बताई कि विपणन मार्जन को क्रेता एवं ए.एम.सी. के बीच जी एस पी ए की शर्तो। के आधार पर अंतिम रूप देकर वितरण के उपरांत लगाया जाता है।*

2.8.3.1.10. ऑपरेटर का जवाब निम्नलिखित दृष्टि से मान्य नहीं है :

- पी एस सी की धारा 27.2 के अनुसार, *पेट्रोलियम के लिए, जिसके लिए कॉन्ट्रेक्टर कॉन्ट्रेक्ट के अंतर्गत अधिकृत है, और कम्पनी द्वारा पेट्रोलियम बेचने का हक, वितरण बिन्दु पर संबंधित खरीददार पार्टी तक पहुंचाना चाहिए। कॉन्ट्रेक्टर, वितरण बिन्दु से पहले की सभी लागतों और जोखिमों के लिये उत्तरदायी होगा और प्रत्येक खरीददार पार्टी वितरण बिन्दु के बाहर खरीद पार्टी के अंशों से संबंधित लागतों एवं जोखिमों के लिए उत्तरदायी होगा।*
- जी एस पी ए एग्रीमेंट की सम्पत्ति (हक) उपबंध 7 (ब) के अनुसार *"सम्पत्ति (हक) यहां से आगे गैस वितरण पर हानि को जाखिम वितरण बिन्दु पर क्रेता (या क्रेता के असायनी) को गैस हस्तांतरित करने के बिन्दु पर हस्तांतरिता होगा"।* इसलिए, वितरण बिन्दु पर हक क्रेताओं को हस्तातंरित होता है और वितरण बिंदु के बाहर, जोखिम यदि कोई है, क्रेता को हस्तांतारित होता है।
- विक्रय मूल्य जी एस पी ए के विक्रय उपबंध 6 (ब) के अनुसार वितरण बिन्दु पर गैस की कीमत गैस मूल्य यू एस डॉलर/एम एम बी टी यू (एन एच वी) और विपणन मार्जन यू एस डॉलर/एम एम बी टी यू (एन एच वी) का योग होगा। इसलिए वितरण बिन्दु पर ऑपरेटर एम ओपी एन जी के फार्मूला से निर्धारित अनुमोदित विक्रय मूल्य से अधिक मूल्य वसूल रहा है।
- एम ओ पी एम जी के अक्टूबर 2007 के फार्मूला के निर्धारण पत्र के अनुसार *''यदि वास्तविक मूल्य जिस पर किसी उपभोक्ता को पूर्ति की जाती है जोकि पद्धति के अनुसार, निकाली गई है, इस उद्देश्य के लिए, जी.ओ.आई. का उस मात्रा के लिए अधिक मूल्य लिया जायेगा''।* इसलिए, जी ओ आई प्राप्ति के उद्देश्य के लिए विक्रय मूल्य अनुमोदित दरों से अधिक दर पर ली जायेगी।
- लेखापरीक्षा ने पाया कि एम ओ पी एन जी/डी जी एच (अप्रैल 2011) ने भी वही मत, कि विपणन मार्जन राजस्व का हिस्सा हो, लिया जाए।

- गेल, जैसी विपणन कम्पनी के मामले में, जो गैस की खरीद ओ एन जी सी और ओ आई एल से गैस की प्राप्ति करती है, की उपभोक्ताओं जिनको वह गैस वितरण कर रही है से संग्रहण को बिना ध्यान में लिए पूर्ण क्रय राशि अग्रिम देनी होती है। परन्तु, इस मामले में न केवल मूल्य का निर्धारण किया गया बल्कि एम ओ पी एन जी द्वारा क्रेताओं को भी निश्चित किया गया। इसके अतिरिक्त बिल का मूल्य, संग्रहण और धन प्रेषण पहले से ही सम्मिलित की जाती है, जबकि यातायात लागत अतिरिक्त है जोकि इनको रिलायंस गैस परिवहन इन्फ्रास्ट्रचर लिमिटेड (आर जी टी आई एल) से पृथक अनुबंध में शामिल है।

2.8.3.1.11. एम ओ पी एन जी ने विपणन मार्जन राजस्व में शामिल होना चाहिए को, स्वीकारते हुए (जून 2014) में कहा कि *"एम ओ पी एन जी में रॉयल्टी की गणना के लिए विपणन मार्जन को शामिल करने के लिए प्रस्ताव की जाँच किया जा रही है।"*

2.8.3.2 *कॉन्डेनसेट की बिक्री*

2.8.3.2.1. गड़ीमोगा में ओ टी पर एम ए तेलक्षेत्र से कॉन्डेनसेट का उत्पादन 21 अप्रैल 2010 को आरंभ किया गया। स्थायी कॉन्डेनसेट को ओ टी में टंकी में रखा जा रहा था। के जी–डी डब्ल्यू एन–98/3 ब्लॉक कॉन्डेनसेट के निकास/विपणन के विभिन्न विकल्पों के परीक्षण के बाद कॉन्ट्रेक्टर की यह राय थी कि सर्वोत्तम संभावित विकल्प सुरासनी यनम में रावा ओ टी पर स्थायीकृत कॉन्डेनसेट को रावा कच्चा तेल के साथ सम्मिश्रित करना था जो गड़ीमोगा में केजी –डी डब्ल्यू एन – 98/3 ओटी से लगभग 60 कि.मी. दूर है।

2.8.3.2.2. जबकि प्रशासनिक क्रियाविधि एवं तकनीकी मुद्दे अभी विचारित ही किये जा रहे थे, ऑपरेटर ने एम ओ पी एन जी (8 मई 2010) को बताया कि वे वर्तमान में 200 के एल कॉन्डेनसेट प्रतिदिन उत्पन्न कर रहे थे तथा उनके पास पहले से ही गड़ीमोगा में उनके ओ टी में दो टंकियों में 8000 के एल भंडारण क्षमता के सापेक्ष 5200 के एल का स्टॉक मौजूद था। 200–250 के एल प्रतिदिन की उत्पादन दर के साथ उन्हें अगले 5–6 दिनों में उत्पाद की निकासी भी आरंभ करनी थी, जिसके न होने की स्थिति में उन्हें एम ए तेलक्षेत्रों से उत्पादन रोकना पड़ सकता था। एम ओ पी एन जी ने 10 मई 2010 को जवाब में कॉन्ट्रेक्टर को यह सुझाव दिया कि वह "कच्चे तेल एवं कॉन्डेनसेट की घरेलु आपूर्ति विक्रय, निस्तारण एवं निर्यात के संबंध में पी एस सी के प्रावधानों के अनुसार ही कार्य करे एवं उक्त पैट्रोलियम के वर्तमान आधार पर निस्तारण के लिये पी एस सी के अनुच्छेद 18.5 के प्रावधानों का अनुपालन करने और उत्पादन में किसी प्रकार प्रतिबन्ध न लगाने की सलाह दी।

2.8.3.2.3. 2 जून 2010 को ऑपरेटर ने एम ओ पी एन जी को सूचित किया कि यद्यपि उन्होंने कम्पनियों से केजी–डब्ल्यू एन–98/3 कॉन्डेनसेट लेने में जिज्ञासा एवं कीमत हेतु औपचारिक रूप से निविदायें आमंत्रित की थी, आई ओ सी एल, सी पी सी एल, एच पी सी एल और ई ओ एल ने अपनी असमर्थता जाहिर की। केवल आर आई एल जामनगर रिफाइनरी ने सकारात्मक जबाव देते हुए डेटेड ब्रेन्ट माइनस 25.6 डालर/बी बी एल और 1500–2000 प्रति दिन की उत्पादन दर के सापेक्ष 1250 बी बी एल प्रतिदिन उठाने के रेट प्रस्तुत किये। एम ए तेल क्षेत्र के उत्पादन प्रक्रिया में कोई बाधा न पहुंचाने के क्रम में आर आई एल जामनगर रिफाइनरी के प्रस्ताव को मानने के अलावा कोई और विकल्प नहीं था। चूँकि आर आई एल का के जी–डी डब्ल्यू एन–98/3 जे वी, में 90 प्रतिशत पी आई था, ऐसे कॉन्डेनसेट मात्रा का 90 प्रतिशत स्टॉक हस्तांतरण और बकाया 10 प्रतिशत आर आई एल

जाम नगर रिफाइनरी को एन आई के ओ से बिक्री फार्म सी के अनुसार सी एस टी बिक्री के रूप में होनी थी। तदनुसार, ऑपरेटर, 3 जुलाई 2010 को डेटेड ब्रेन्ट माइनस 25–6 डॉलर/बी बी एल की दर पर आर आई एल जामनगर रिफाइनरी से 31 मई 2011, तक गैस कन्डेन्सेट सेल एग्रीमेंट (जी सी एस ए) अनुबंध में शामिल हुआ।

2.8.3.2.4. अप्रैल 2011 में, ऑपरेटर ने भारत में कॉन्डेनसेट की अगले साल की बिक्री हेतु (जून 2011– मई 2012) सभी तेल रिफाइनरी कम्पनियों से नई निविदायें आमंत्रित की। केवल एच पी सी एल और आर आई एल जामनगर रिफाइनरी ने दरें भेजी और आई ओ सी एल, सी पी सी एल, ई ओ एल ने अपनी असमर्थता जाहिर की। एच पी सी एल ने डेटेड ब्रेन्ट माइनस यू एस डॉलर 25.00/बी बी एल की एफ ओ बी ओटी दर और इस बार आर आई एल जामनगर रिफाइनरी ने डेटेड ब्रेन्ट माइनस यू एस डॉलर 20.00/बी बी एल के रेट दिये। कॉन्ट्रेक्टर ने कहा कि चूँकि एच पी सी एल व आर आई एल जामनगर रिफाइनरी के मूल्य प्रस्ताव कॉन्ट्रेक्टर की आशा से कम थे इसलिए दोनों बोली लगाने वालों को मूल्य प्रस्तावों का पुनरीक्षण करने का आग्रह किया गया। आर आई एल जाम नगर रिफाइनरी ने उनका डेटेड ब्रैन्ट माइनस यू एस डॉलर 20.00/बी बी एल बोली मूल्य बनाए रखा और एच पी सी एल ने अपना बोली डेटेड ब्रैन्ट माइनस यू एस डॉलर 24.95/बी बी एल पर संशोधित किया। चूँकि आर आई एल जामनगर रिफाइनरी का प्रस्ताव अधिकतम था, कॉन्ट्रेक्टर ने उसको कॉन्ट्रेक्ट एक वर्ष के लिए दिया, जोकि 1 जून 2011 से प्रभावी था।

2.8.3.2.5. छूट के विभिन्न स्तरों पर डेटेड बैंट से नीचे छूट दिये गये मूल्य पर विक्रय किया जा रहा था। कॉन्डेनसेट के मूल्य निर्धारण और विक्रय को जी.ओ.आई. द्वारा अभी तक अनुमोदित नही किया गया था। एम ओ पी एन जी में 16 अगस्त 2011 को ब्लॉक से गैस कॉन्डेनसेट के विक्रय से सम्बन्धि मामले पर विचार करने के लिए एक बैठक बुलाई गई, हालांकि कोई निर्णय नही लिया गया। ऑपरेटर द्वारा कई बार कहे जाने पर भी, जी.ओ.आई. द्वारा कॉन्डेनसेट के विक्रय के लिए कीमत निर्धारण के फार्मूले की सहमति ऑपरेटर को प्राप्त नहीं हुई थी (जुलाई 2014)। देरी इस वजह से भी स्वीकार्य नही है क्योंकि एम ए तेल क्षेत्र के लिए एफ डी पी का अनुमोदन अप्रैल 2008 में किया गया था और उत्पादन 2009 से आरम्भ हुआ, अतः, कॉन्ट्रेक्टर के द्वारा संघनित की विक्री और अनुमोदन की प्रक्रिया पहले से ही आरम्भ कर लेनी थी। जी.ओ.आई. के अन्तिम निर्णय के अभाव में कॉन्डेनसेट उत्पादन की सही कीमत विश्वासनीय रूप से निकाली नही जा सकती।

2.8.3.2.6. डेटेड बैंट और केजी–डी डब्ल्यू एन–98/3 कॉन्डेनसेट की बिक्री मूल्य के बीच का अंतर यू एस 33.93 मिलियन डॉलर था। (*परिशिष्ट* 8).

2.8.3.2.7. ऑपरेटर ने मंत्रालय को अपने जवाब (जून 2014) में कहा कि *लेखापरीक्षा ने, डेटेड बैंट की मासिक औसत कीमत को मासिक बिक्री मात्रा से गुणा करके, यू एस डॉलर 33.93 मिलियन का आँकड़ा निकाला है जो एक सही मूल्यांकन नहीं है चूँकि कीमत कभी भी डेटेड ब्रैंट नहीं हो सकती।*

2.8.3.2.8. कॉन्ट्रेक्टर के तर्क में विरोधाभास है क्योंकि कॉन्ट्रेक्टर ने खुद डेटिड ब्रैंट के आधार पर जी सी एस ए में प्रवेश किया था। इसके अतिरिक्त, लेखापरीक्षा ने यू एस 33.93 मिलियन डॉलर पर पहुँचने के लिए कॉन्ट्रेक्टर के लेखाकिंत खातों से आँकड़े लिए हैं।

2.8.3.2.9. पी एस सी के अनुच्छेद 1.8 के अनुसार, 'आर्मस लेन्थ सेल्स' में सम्बद्ध बिक्री, ऐसी कम्पनियों के बीच में बिक्री जो एग्रीमेंट के हिस्सा है, काउन्टर व्यापार, प्रतिबंधित या अवसन्न बिक्री,

वस्तुविनियम बिक्री व्यवस्था और सामान्य कोई लेन देन जो पूर्ण या आंशिक में प्रेरक सामान्य व्यावसायिक प्रथा के अतिरिक्त है, शामिल नहीं है। लेखापरीक्षा की दृष्टि में एक स्पष्ट प्रक्रिया होनी चाहिए जो कि यह तय करें कि कॉन्डेनसेट की बिक्री आर्मस लैन्थ सेल के तहत हुई है जैसा कि पी. एस.सी में अपेक्षित है।

2.8.3.2.10. डी जी एच ने कहा (17 दिसम्बर 2013) कि *' कॉन्डेनसेट की, आर आई एल जामनगर रिफाइनरी को बिक्री का मामला आर्म्स लेन्थ नहीं है और यह डी जी एच द्वारा पी एन जी मंत्रालय के लिए चिन्हित किया जा चुका है तथा यह भी पी एन जी मंत्रालय द्वारा* कॉन्डेनसेट *की कीमत अनुमोदन के समय ध्यान में रखा जायेगा।*

2.8.3.2.11. एम ओ पी एन जी ने संघनित के मूल्य और विक्रय की स्वीकृति के विलम्ब का कोई कारण नही बताया तथा कहा कि (जून 2014) *"जैसा कि लेखापरीक्षा द्वारा प्रतिवेदित किया गया है कि है कि* कॉन्डेनसेट *का विक्रय आर्म्स लैंथ पर नही था। सी ए जी के* कॉन्डेनसेट *के सही मूल्य एवं वसूली कीमत की विविधता के रिपोर्टिंग की दशा में विविधता को एम ओ पी एन जी द्वारा मूल्य निर्धारण के समय उपयुक्त तरीके से शामिल किया जायेगा।"*

2.8.3.2.12. चूंकि कॉन्डेनसेट का सही मूल्य पता लगाने की जिम्मेदारी पी एस सी के तहत जी.ओ. आई. की है, यह फिर से दोहराया जाता है कि कॉन्डेनसेट का मूल्य और विक्रय एम ओ पी एन जी द्वारा तय किया जाये तथा एम ओ पी एन जी द्वारा निर्धारित मूल्य में विविधता पाये जाने पर इसे ध्यान में रखा जाए।

लेखापरीक्षा सिफारिश 7 कच्चे तेल ओर कॉन्डेनसेट की बिक्री के मूल्य निर्धारण में पी ए सी के प्रावधानों का पालन किया जाये तथा कच्चे तेल और कॉन्डेनसेट के मूल्य निर्धारण पर निर्णय जल्द से जल्द लिया जाए।

2.9 लेखा निर्धारण मुद्दे

2.9.1 लेखा चार्ट (सी ओ ए)

2.9.1.1. पी एस सी के लेखा प्रावधानों में लेखा नियम एवं प्रक्रियाएं दी गई है जिससे कि जी ओ आई कॉन्ट्रेक्टर के मूल्यों, खर्चों, उत्पादन और आमदनी को सही तरह से निगरानी कर सके ताकि जी ओ आई को पी पी की हकदारी की कॉन्ट्रेक्ट की शर्तों के अनुसार सही तरह से गणना की जा सकें। विशेष रूप से, लेखा प्रक्रिया का उद्देश्य लागत और खर्चों का वर्गीकरण करना और यह निर्धारित करना है कि प्रतियोगी उद्देश्यों, लाभ सहभागिता तथा लागत वसूली के लिए किन लागतों एवं खर्चों को मंजूरी दी जायेगी। पी एस सी चाहता है कि कॉन्ट्रेक्टर जी ओ आई को सी ओ ए की प्रस्तावित रूपरेखा प्रस्तुत करें, एवं उस पर चर्चा करे रिकॉर्ड एवं रिपोर्ट बनाते हुए पी एस सी में दिये गये मूल्य एवं आमदनी के प्रत्येक वर्ग व उपवर्ग को दर्शाये। इस रूपरेखा को जी ओ आई के द्वारा अनुमोदित किया जाना है।

2.9.1.2. जनवरी 2001 में, कॉन्ट्रेक्टर ने 12 ब्लॉकों[67] के लिए एक उभयनिष्ठ सी ओ ए, डी जी

---

[67] जीके–ओएसएन–97/1, एसआर–ओएसएन–97–1,एम बी–ओ एस एन–97/2, एम बी–ओएसएन–97/3, केके–ओएसएन–97/2, केजी ओएसएन–97/4, केजी–ओएसएन–97/3, केजी ओएसएन–97/2, एनईसी–ओएसएन–97/, केजी–डीडब्ल्यूएन–98/1, केजी–डीडब्ल्यूएन–98/3, एमएनडीडब्ल्यूएन–98/2

एच को यह कहते हुए भेजा कि सी ओ ए में आर आई एल के निगम लेखों में अंतिम समेकन की आवश्यकता को भी ध्यान में रखता है। मार्च 2002 में विद्यमान सी ओ ए में कॉन्ट्रेक्टर ने कुछ संशोधन इन आधारों पर किया कि संशोधन अच्छी पकड़ और लेखा जानकारियों को रखने और इसके साथ पी एस सी के अंतर्गत तथा 18 विभिन्न अन्वेषण खंडों के जे ओ ए की अच्छी सूचना प्रदान कर दोनों में मदद करेगा जिन्हें वह ऑपरेटर कर रहे थे। कॉन्ट्रेक्टर ने कहा कि संशोधित सी ओ ए उन सभी अन्वेषण खंडों में जिनमें आर आई एल कॉन्ट्रेक्टर है, प्रयोग किया जायेगा और 19 जनवरी 2001 को भेजे गये विद्यमान ओ ए को प्रतिस्थापित करेगा। कॉन्ट्रेक्टर ने आगे सविस्तार कहा कि नया सी ओ ए 1 अप्रैल 2002 के प्रारम्भ में नये बजट वर्ष से प्रभावी होगा। कॉन्ट्रेक्टर से प्राप्त स्पष्टीकरण के उपरान्त, डी जी एच ने सी ओ ए का अनुमोदन 24 सितम्बर 2003 को प्रेषित किया।

2.9.1.3. सी ओ ए का पुनरीक्षण करते समय, लेखापरीक्षा ने पाया कि अनुमोदित सी ओ ए में संशोधन किये गये थे। जवाब में कॉन्ट्रेक्टर ने कहा (अप्रैल 2013) कि *"प्रचालन की क्रिया के दौरान, कॉन्ट्रेक्टर ने खर्चों की प्रकृति के संबंध में अधिक स्पष्टता हेतु नये जी एल बनाये..... हमें दृढता से महसूस हो रहा है की नये जी एल को डी जी एच के द्वारा फिर से अनुमोदित कराने की जरूरत नही है जब तक यह डी जी एच के सी ओ ए के रूप रेखा के समग्र ढांचे के भीतर है ..... इसके अतिरिक्त, कॉन्ट्रेक्टर लेखांकित खाते के हिस्से के रूप में तल–पट को प्रस्तुत कर रहा है जिसमें सामान्य बही खाते की लिस्टिंग है।*

2.9.1.4. लेखापरीक्षा ने सी ओ ए में किये गये परिवर्तनों की विस्तृत जाँच की। सन 2008–09 से 2011–12 के एस ए पी डाटा की जाँच से अनुमोदित सी ओ ए में बदलाव की स्थिति निम्नलिखित है।

(राशि यू.एस. डालर मिलियन में)

तालिका 16 : अनुमोदित सी ओ ए में संयोजन एवं विलोपन

वर्ष	जोडे गये जी एल की संख्या	प्रयोग में नही आये जी एल की संख्या
2008-09	211	167
2009-10	224	184
2010-11	262	140
2011-12	221	196

2.9.1.5. कॉन्ट्रेक्टर ने (अक्टूबर–2013) तर्क दिया कि *"जी एल में संशोधन/संयोजन के लिए सरकार से विशेष अनुमोदन अनिवार्य नहीं है जब तक कि सरकार से अनुमोदित सी ओ ए की बनायी गयी रूपरेखा के अन्तर्गत आते हैं। लेखापरीक्षा के द्वारा पाये गये जी एल के संशोधन/संयोजन सरकार द्वारा अनुमोदित जी ओ ए के रूपरेखा अन्तर्गत ही हैं और खर्चों की प्रकृति की और स्पष्टता दर्शाने के लिए आवश्यक थे। वे दी गई पूर्ण रूपरेखा के अन्तर्गत विवरण से संबंधित हैं और जी ओ आई द्वारा सहमत सी ओ ए की रूपरेखा को परिवर्तित नहीं करते हैं।*

2.9.1.6. यद्यपि, लेखापरीक्षा के विचार में, सी ओ ए खर्चों को वर्गीकृत करने का एक साधन है और जी एल में संशोधन/संयोजन का अर्थ खर्चों के वर्गीकरण को बदलना है। चूँकि लेखा प्रक्रिया के उद्देश्यों में से एक लागत और खर्चों का सही वर्गीकरण करना है, खर्चों के वर्गीकरण को बदलने के लिए जी एल को विशेष रूप से ना उपयोग करते हुए जोकि सी ओ ए स्वीकृत भाग थे, जी ओ आई की अनुमति अनिवार्य है। जैसा कि पहले बताया गया है कि ठेकेदार ने खुद ही सी ओ ए को 2002–03 में बदलावों हेतु जी ओ आई से अनुमति मांगी थी।

2.9.1.7. 24 मई 2012 को लेखापरीक्षा ने डी जी एच से इस मामले से संबंधित मिसिल/दस्तावेज देने का आग्रह किया था, परन्तु डी जी एच ने 17 दिसम्बर 2013 उत्तर में कहा कि सी ओ ए का मामला अप्रैल 2000 में कॉन्ट्रेक्ट देने के बाद इस पी एस सी के आरंभिक वर्षों में सुलझाया गया था। मामले से संबंधित मिसिलें डी जी एच के पास नहीं थी। उपरोक्त से स्पष्ट होता है कि डी जी एच ने सी ओ ए में लगातार किये गये संशोधनों के लिए कोई कार्यवाही नहीं की।

2.9.1.8. ऑपरेटर ने एम ओ पी एन जी को अपने उत्तर में (जून 2014) अपना पक्ष दोहराया और आगे कहा की *लेखा चार्ट का प्रयोग व्यय की प्रकृति निर्धारण के लिए है तथा यह व्यय वर्गीकरण का साधन नही है जैसे की पी एस सी में कहा गया है।*

2.9.1.9. एम ओ पी एन जी ने अपने उत्तर में (जून 2014) कहा *कि कॉन्ट्रेक्टर द्वारा प्रस्तुत विवरण व्यय, आय, पैट्रोलियम की लागत, पेट्रोलियम लाभ एवं रायल्टी की निगरानी के लिए पर्याप्त पाया गया तथा प्रार्थना की गई कि जोखिम मामलों को विस्तृत रूप से दर्शाया जाय।*

2.9.1.10. हालांकि आडिट के विचार से एम ओ पी एन जी प्रत्येक जी एल कोड किसी भी वित्तीय वर्ष के दौरान इस्तेमाल की गई या नही का अनुमोदन करने पर विचार करे। यह मूल कंपनी ओवरहैडस के केस में भी दृष्टांत है (देखे पैरा 2.9.2 नीचे) जहाँ लेखापरीक्षा ने जी एल कोड में परिवर्तनो के अनुमोदन न होने का असर बताया था। उस मामले में कॉन्ट्रेक्टर ने मूल कंपनी ओवरहैडस का पुनर्वर्गीकरण कंपनी कार्यालय समर्थन के तहत कर के यू एस डालर 40 मिलियन की राशि का दावा किया जोकि एम सी द्वारा अस्वीकृत किया जा चुका था।

2.9.2 पैतृक कंपनी ओवरहेडस

2.9.2.1. पी एस सी की लेखाकंन प्रक्रिया में अनुबंधित[68] करती है कि

- 2.6 – *समान्य और प्रशासनिक लागत वे खर्च है जोकि मुख्य रूप से प्रशासन तथा प्रबंधन पर खर्च किये जाते है तथा मुख्यत पैट्रोलियम आपरेशन से संबंधित है अथवा अनुबंध क्षेत्र के संबंध में तथा शामिल होंगे।*
- 2.6.1 – *मुख्य कार्यालय क्षेत्रीय कार्यालय तथा भारत में सामान्य प्रशासनिक खर्चे, पर्यवेक्षक, लेखांकन तथा कर्मचारी संबंध सेवाऐं शामिल करते हुए।*
- 2.6.2 – *अनुबंध के अंतर्गत पैतृक कंपनी अथवा शाखा द्वारा सेवाएं देने के लिए वार्षिक ओवरहेडस खर्चे, पैट्रोलियम ऑपरेशन के सहयोग तथा प्रबंधन के लिए तथा कर्मचारी सलाह तथा सहयोग जिसमें शामिल है वित्तिय, कानूनी, लेखांकन तथा कर्मचारी संबंध सेवाएं लेकिन इस लेखांकन पद्धति के अंर्तगत अलग से चुकाये गये सेवाओं के पारिश्रमिक के अलावा।*

2.9.2.2. ऑपरेटर सेक्शन 2.6.2 के अंर्तगत 2002–2003 से 2007–2008 तक पैतृक कंपनी आवेरहेड प्रभार ले रहा है।

2.9.2.3. एम सी ने वित्त वर्ष 2007–08 तक इस आधार पर कि ऑपरेटर की कोई पैतृक कंपनी

[68] *भाग 2 के अन्तर्गत भाग 2.6 (सामान्य प्रशासनिक लागत)–वर्गीकरण, परिभाषा और मूल्य और व्यय का आबंटन*

नही है खर्चा अनुमोदन करने से इंकार (नवम्बर 2008) कर दिया। एम ओ पी एन जी ने लेखांकन प्रक्रिया की धारा 1.9.1 के अंर्तगत लेखा परीक्षको की लेखापरीक्षा प्रतिवेदन के आधार पर वर्ष 2004–05, 05–06, 06–07 के लिए लेखापरीक्षा अपवादो को पी एस सी को बताया (जनवरी 2009) कि *''पैतृक कंपनी के खर्चो को अनुमति देने के लिए एक अलग पैतृक कंपनी या सम्बद्ध कंपनी होनी चाहिए। क्योंकि कंपनी (आर आई एल) एक अलग कानूनी अस्तित्व है। किसी कंपनी का मुख्यालय या शाखा कार्यालय एक पैतृक एवं सम्बद्ध कंपनी नही माना जा सकता इसलिए कोई प्रभार आवेरहेड के रूप में पी सी ओ की धारा (2.6.2) के अंर्तगत लागत वसूली नही की जा सकती।''*

2.9.2.4. ऑपरेटर ने 2008–09 के लेखों के दौरान एम सी द्वारा ऐसे प्रतिबंध को देखते हुए 2007–08 तक की पी सी ओ की अस्वीकृत लागत को उल्टा कर दिया तथा वर्ष 2008–09 में समान राशि निगमित कार्यालय सहायता (सी ओ एस) में कार्यरत अस्वीकृत लागत को सी ओ एस लागत में पुनः श्रेणीबद्ध करते हुए बुक कर लिया । ऑपरेटर ने धारा 2.6.1 के अंर्तगत सी ओ एस लागत का दावा किया। एम सी मीटिंग (16 जुलाई 2010) में डी जी एच ऐसे उल्टाव पर दुबारा सहमत नही था।

2.9.2.5. कॉन्ट्रेक्टर ने (जुलाई 2010) ब्लॉक के लेखापरीक्षा से एक प्रमाणपत्र दिया जिसमें यह सत्यापित किया गया कि आर आई एल ने खर्चो को वहन किया है तथा वह आर.आई.एल अन्वेषण एवं उत्पादन इकाई को आवंटित खर्चो मे से है। डी.जी.एच ने मामला एम ओ पी एन जी को संदर्भित किया जिसने ऑपरेटर को सूचित किया (सितम्बर 2013) कि खर्चा एम ओ पी एन जी में समीक्षाधीन है तथा जी ओ आई अंतिम निर्णय लेगी। यू एस डॉलर 40 मिलियन की राशि सी पी पात्रता से निकाल ली गई थी।

2.9.2.6. लेखापरीक्षा ने पाया कि ऑपरेटर ने निगम कार्यालय सहायता के रूप में वर्ष 2011–12 तक 101.41 मिलियन यू एस डॉलर वसूल किया है।

2.9.2.7. इस सम्बन्ध में लेखापरीक्षा का यह मत है कि तथापि कॉन्ट्रेक्टर ने खर्चे को सी ओ एस के तहत पुन श्रेणीबद्ध कर दिया है यह खर्चे की प्रकृति को नहीं बदलता है। पी एस सी के प्रावधान के अनुसार संचालक पिछले वर्ष के खर्चो को पुनः श्रेणीबद्ध करके तथा चालू वर्ष के खातों में बुक करके नही कर सकता।

2.9.2.8. ऑपरेटर ने अपने जवाब (जनवरी 2014) में दोहराया कि *खर्चे को पैतृक कंपनी के धारा 2.6.2 के अर्न्तगत लगाया गया। इसको अमान्य करने पर इन खर्चो को 2.6.1 में पुनः वर्गीकृत किया गया। एम ओ पी एन जी को (दिसंबर 2013) आर आई एल के संवैधानिक लेखापरीक्षक ने वी लेखापरीक्षा तथा आर आई एल लागत लेखापरीक्षक से पुष्टिकरण सर्टिफिकेट प्रस्तुत किया गया है।*

2.9.2.9. तथापि लेखापरीक्षा में पाया कि पी एस सी के लेखांकन प्रक्रिया के धारा 02.6.1 के अर्न्तगत अनुमोदन के योग्य खर्चो में मुख्य कार्यालय के खर्चे शामिल होगें श्रेत्रीय कार्यालय भारत में सामान्य प्रशासनिक खर्चे पहले ऑपरेटर ने विभिन्न स्तरों पर बताया कि खर्चे पैतृक कंपनी पर अधारित थे। । अब इसने अपना मत बदल दिया और कहा की ये सी ओ एस थे।

2.9.2.10. ऑपरेटर ने एम ओ पी एन जी को अपने जवाब में (जून 2014) कहा कि

- *इस शीर्ष में शामिल किया गया खर्चा पैतृक कम्पनी के उपरिव्यय नही था तथा पैतृक कम्पनी के उपरि प्रभार से भारित करने का इरादा नहीं था।*

- *कॉन्ट्रेक्टर ने नेकनियती से मुख्य कार्यालय के वार्षिक उपरी खर्चे का दावा पी एस सी के अर्न्तगत अनुमोदित प्रतिशतों तक सीमित करना शुरू कर दिया। यहां यह वर्णित करना समबद्ध है कि एम सी ने वार्षिक उपरी प्रभारों को 6 वर्षो के लिए 2000–01 से शुरू होकर 2005–06 तक अनुमोदित किया था। तथापि, 2006–07 के वार्षिक लेखों को अनुमोदित करते हुए डी जी एच ने इसकी पुनः एकतरफा कॉन्ट्रेक्टर के प्रस्तुति की अनदेखी करते हुए पुनर्विवेचना करना शुरू किया तथा पिछले वर्षो के इन खर्चे को अस्वीकृत कर दिया जिनका कॉन्ट्रेक्टर ने विरोध किया।*
- *कॉन्ट्रेक्टर खर्चो का पी एस सी के प्रवाधानों के अर्न्तगत अस्वीक्रति पर सहमत नही है। यह पुनः दोहराया गया कि क्योंकि दावा किया गया खर्चो पूर्व वर्षो का उपर था जोकि (डी जी एच के संज्ञान से) अस्वीकृत किया गया था अतः कॉन्ट्रेक्टर के पास खर्चो को सही रूप से निगमित कार्यालय सहायता में श्रेणी वद्ध करके 2008–09 में शामिल करने के अतिरिक्त कोई दूसरा विकल्प नहीं था।*
- *पी एस सी के लेंखाकन प्रक्रिया के धारा 2.2.5, 2.3.6 तथा 2.4 सामान्य तथा प्रशासनिक लागतों को सुस्पष्ट अनुपातिक बंटवारे की अनुमति देता है। इसके अतिरिक्त, लेखांकन प्रक्रिया के धारा 3.2 के अनुसार निगमित कार्यालय सहायता लागते (मुख्य कार्यालय खर्चे) लागते वसूली योग्य नहीं है तथा अनुमोदन के योग्य की लिस्टो में शामिल नहीं था।*
- *एम सी की 25.01.2002 में हुई मीटिंग के कार्यवृत्त की और ध्यान दे जिसमें ऑपरेटर ने ब्यौरेवार जी एण्ड ए लागतों जो कि मुख्य कार्यालय द्वारा की गई है की प्रकृति को स्पष्ट किया गया है तथा उनका वार्षिक उपरि प्रभारों के अर्न्तगत दावा करने का डी जी एच का अनुरोध मुख्य कार्यालय की लागत को वार्षिक उपरी प्रभारों की तरह दावा करने का ऑपरेटर का नहीं था जोकि केवल पैतृक कम्पनी के लिए लागू है।*

2.9.2.11. एम ओ पी एन जी ने अपने जवाब (जून 2014) में कहा कि सी ए जी की *2011 की लेखापरीक्षा रपोर्ट न. 19 पैतृक कम्पनी के उपरि प्रभार के मामले पर मूक था यधपि अभिलेखें प्रकट करते है कि डी जी एच ने मामला पहले ही उठाया था तथा एम ओ पी एन डी ने पैतृक कम्पनी के उपरी खर्चो को अस्वीकृत कर दिया था परन्तु यह मामला भिन्न है जो कि आवांटित सामान्य जी एण्ड ए खर्चो को निगमित कार्यालय सहायता सेवाओं के शीर्ष में अर्न्तगत स्वीकार करना है।*

2.9.2.12. यह स्पष्ट किया जाता है कि सी ए जी की 2011–12 की रिपोर्ट न. 19 2006–07 से 2007–08 तक की अवधि को समायोजित करती थी जिसमें इस मामले पर कोई लेखा परीक्षा टिप्पणीं नहीं थी। तथापि, चालू लेखापरीक्षा के दौरान 2008–09 में ऑपरेटर ने 2007–08 के अस्वीकृत पी सी ओ को उत्तर दिया तथा पी सी ओ की आवंटित राशि को पी एस सी के लेखाकंन प्रक्रिया की धारा 2.6.1 के अर्न्तगत पुनः श्रेणीबद्ध करते हुए सी ओ एस उसमे बुक कर दिया। इस घटना पर अब टिप्पणी की जा रही है।

2.9.2.13. यह नोट करें कि 2001 के बाद से मुख्य कार्यालय द्वारा दी गई सेवाओं की लगतों को लेखांकन प्रक्रिया के धारा 2.6.1 के अनुसार बुक किया जा रहा था। धारा 2.6.1 में शामिल करना स्वीकार नही पाया गया अतः जनवरी 2002 मे ये खर्चे लेखांकर प्रक्रिया के धारा 2.6.2 के अर्न्तगत

लेखाकन शीर्ष पैतृक कम्पनी प्रभार69 के विरूद्ध वार्षिक उपरी प्रभारों में दावें किये गये थे तथापि यह 2007–08 में तथ्यात्मक कारण से कि ऑपरेटर के पास एक पैतृक कम्पनी नही है अस्तीकृत कर दिया गया। अब पुनः ऑपरेटर इन राशियों को धारा 2.6.1 में खर्च को एक नए लेखा शीर्ष '' निगमित कार्यालय सहारा '' खोलकर पुन श्रेणी बद्ध करते हुए दावा कर रहा है।[70]

2.9.2.14. लेखाकंन प्रक्रिया के धारा 2.6.2 के अर्न्तगत 2007–08 तक पी एस ओ प्रभारों की लेखा ऑपरेटर वास्तविक खर्च को संदर्भ में लाए बिना की जाती थी। संयोग से, अस्वीकृती का एम सी से अनुमोदन था क्योकि 2007–08 तक के लेखें प्रतिबन्ध सहित एम सी द्वारा अनुमोदित व अंगीकृत थे। इसलिए ये अस्वीकृत राशि के दावा को एक भिन्न लेखांकन शीर्ष (7840001) पी सी ओ से 7840020 सी ओ एस के अर्न्तगत दुबारा दावा नहीं किया जा सकता। क्योंकि व्यय की प्रकृति परिवर्तित नही हो सकती।

2.9.2.15. 2008–09 से दावा किये जा रहे व्यय की प्रकति *''भारत में मुख्य कार्यालय क्षेत्रीय कार्यालय तथा सामान्य प्रशासनिक व्ययों के साथ पर्यवेक्षक, लेखांकन तथा कर्मचारी सम्बन्धी सेवायें''* से सम्बन्धित होना पडेगा। ऐसा व्यय लेखा परीक्षा द्वारा दस्तावेजी प्रमाण के बिना प्रमाणित नहीं किया जा सकता तथा केवल आर आई एल द्वारा नियुक्त कम्पनी लेखापरीक्षक द्वारा जारी प्रमाणपत्र या एम सी द्वारा नियुक्त जे वी लेखापरीक्षक दिया गया प्रमाणपत्र पर विश्वास नहीं किया जा सकता जिसने आगे कम्पनी लेखापरीक्षक द्वारा दिये गये प्रमाणपत्र पर विश्वास किया था। केवल स्वतंत्र सत्यापन के आधार पर इन पर स्वीकार/अस्वीकार का विचार किया जा सकता है।

2.9.2.16. निकास सम्मेलन के दौरान (जुलाई 2014) एम ओ पी एन जी ने कहा कि मामला डी जी एच/ एम ओ पी एन जी के विचाराधीन था।

2.9.3 साइट बहाली निधि का रख–रखाव

2.9.3.1. पी एस सी के अनुच्छेद 14.10 के अनुसार कान्ट्रेक्टर को परित्याग योजना को सम्मिलित करते हुए साईट बहाली योजना एवं इसके लिए मद की जरूरत तथा जी ओ आई के द्वारा साईट बहाली निधि (एस आर एफ) के लिए रूपांकित योजना के समरूप कोई सालाना योगदान का प्रस्ताव तैयार करना जरूरी है। पी एस सी के अनुच्छेद 6.6 में यह भी प्रावधान है कि आपॅरेटर, कान्ट्रेक्टर की तरफ से ओ सी के अनुमोदन के साथ परित्याग योजना/साईट बहाली के बारे में प्रस्ताव एम सी को अनुमोदन के लिए प्रस्तुत करेगा। पी एस सी के इन प्रावधानों के अनुसार वार्षिक डब्ल्यू पी एण्ड बी के साथ एस आर एफ के रखरखाव का प्रस्ताव एम सी के विचार एवं अनुमोदन के लिए प्रस्तुत किया जाना जरूरी है ताकि साईट को कान्ट्रेक्टर के पर्यावरणीय प्रभाव के अध्ययन एवं जी.ओ.आई. के अनुमोदन की प्रमाणित तिथि के अनुसार या पेट्रोलियम परिचालनों की समाप्ति के बाद इसके इच्छित बाद के उपयोग के लिए देने के अनुरूप (जहां तक तार्किक हो) बहाल किया जा सके।

2.9.3.2. हालांकि वर्ष 2008–09 से 2011–12 के डब्ल्यू पी एण्ड बी से संबंधित अभिलेखों के पुनरीक्षण से यह उजागर हुआ कि परित्याग योजना को सम्मिलित करते हुए साईट बहाली एवं इसके लिए मद की जरूरत तथा पी एस सी के उपरोक्त प्रावधानों के अनुरूप किसी सालाना योगदान का

---

69 लेखांकन हेड कोड 7840001

70 लेखा शीर्ष कोड 7840020.

कोई प्रस्ताव एम सी के समक्ष उसके अनुमोदन के लिए प्रस्तुत नहीं किया गया था। परिणामस्वरूप आवश्यक एस आर एफ को गठित/व्यवस्थित नहीं किया जा सका।

2.9.3.3. लेखापरीक्षा ने पाया कि कान्ट्रेक्टर ने वर्ष 2011–12 के दौरान डी 1 डी 3 एवं एम ए तेल क्षेत्रों के साइट बहाली लागत के लिए क्रमशः 250 मिलियन यू एस डॉलर तथा 32 मिलियन यू एस डॉलर की राशि का अनुमान लगाया। ऑपरेटर ने अपने लेखे की टिप्पणियों में (नोट नं. 2 (एस) ट्रायल बैलेन्स 31 मार्च 2012) बन्द करने, परित्याग करने एवं बहाली लागत के लिए प्रावधानों को दर्शाया जोकि प्राथमिक तेल एवं गैस उत्पादन कुओं और उत्पादन सुविधाओं के लिए प्रारम्भिक थे, संबंधित साझेदारों के खातों में दर्शाये गये। यद्यपि, कान्ट्रेक्टर ने जे वी के खातों में निधि का सृजन नहीं किया था।

2.9.3.4. वार्षिक डब्ल्यू पी एण्ड बी में एस आर एफ का प्रावधान न होने के कारण निधि योजना के निरूपण के साथ साथ एस आर एफ के प्रति वार्षिक योगदान में देरी हुई।

2.9.3.5. ऑपरेटर ने अपने उत्तर में (जनवरी 2014) कहा कि *पी एस सी में एस आर एफ के सृजन के लिए कोई समय सीमा निर्धारित नहीं की गयी है। यह सुनिश्चित करना कि कब साइट बहाली फन्ड बनाया जाये और वार्षिक डब्ल्यू पी एण्ड बी में निधि के वार्षिक योगदान का प्रस्ताव, एम सी के विचार एवं अनुमोदन हेतु प्रस्तावित किया जाये, कान्ट्रेक्टर के अपने सर्वोत्तम निर्णय के अधीन है।*

2.9.3.6. लेखापरीक्षा के विचार में, यद्यपि इस स्तर पर एस आर एफ का सृजन न करना निधि के मुख्य उद्देश्य की पूर्ति नहीं करेगा। गुड इन्टरनेशनल पेट्रोलियम इन्डस्ट्रीज प्रैक्टिसेज (जी आई पी आई पी) के विवकेपूर्ण अनुपालनकर्त्ता होने के नाते, कान्ट्रेक्टर पेट्रोलियम परिचालनों के आरम्भ से पर्यावरणीय रूप से उत्तरदायी हो जाता है, और एक विवेकपूर्ण मानक के रूप में एस आर एफ का ऑपरेटर इस प्रकार होना चाहिए कि इससे साईट बहाली की अनुमानित लागत हासिल की जा सके। इसके अतिरिक्त ऑपरेटर की ओर निधि का रखरखाव किया जाना अनिवार्य है ताकि साइट को बहाल किया जा सके। एम ओ पी एन जी के लिए यह अनिवार्य है कि वह एस आर एफ का सृजन सुनिश्चित करें।

2.9.3.7. ऑपरेटर ने एम.ओ.पी.एन.जी. को अपने जवाब (जून 2014) में कहा कि "कॉन्ट्रेक्टर द्वारा दोहराता है कि *यद्यपि पी.एस.सी. के अनुच्छेद 14.5 (बी), 14.5.3, 14.9 से 14.11 में साइट बहाली से संबंधित तथा एस.आर.एफ. के निर्माण से संबंधित प्रावधान दिये गये हैं, यह इसके समय निरूपण पर कुछ नहीं कहता। वे तथ्य जिसे पी.एस.सी कॉन्ट्रेक्टर को प्रदान करता है, एस.आर.एफ को कोई वार्षिक योगदान का प्रस्ताव देना यह स्पष्ट रूप से बताता है कि एस.आर.एफ का कब सृजन करना है और वार्षिक डब्ल्यू.पी. एण्ड बी में योगदान का प्रस्ताव देना ठेकेदारों के सर्वोत्तम निर्धारण में है"।*

2.9.3.8. एम.ओ.पी.एन.जी. ने अपने उत्तर (जून 2014) में कहा कि *साईट बहाली निधि में पैसे जमा करने से अनुबंध लागत की वृद्धि हुई होती तथा सरकार को वितरण के लिए उपलब्ध पेट्रोलियम लाभ को घटा दिया होता किन्तु यह दायित्वों को अधिक लंबे समयावधि के लिए विस्तरित कर देता जैसा कि साईट बहाली नीधि में जमा राशि पेट्रोलियम लागत को प्रमाणित करता है।*

2.9.3.9. लेखापरीक्षण की दृष्टिकोण में ऑपरेटरों को पी एस सी के प्रावधानों के अनुसार एस.आर. एफ. का निर्माण अपेक्षित है। डी1–डी3 और एम ए तेलक्षेत्र से 2020 तक 11 साल की सक्रियता अपेक्षित है। कॉन्ट्रेक्टर ने डी1–डी3 तथा एम ए तेलक्षेत्र के लिए क्रमशः 250 मिलियन यू.एस. डॉलर

तथा 32 मिलियन यू एस डॉलर की एस आर एफ लागत का अनुमान किया है। फिर भी वार्षिक डब्ल्यू पी एंव सी के साथ परित्याग योजना/साइट पुनः बहाली के प्रस्ताव को एम सी की स्वीकृति के लिए प्रस्तुत नहीं किया गया है। आगे, जी ओ आई को किसी समय बिन्दु पर एस आर एफ की जिम्मेदारी को साझा करना होगा, जो किसी भी तरह से पेट्रोलियम लागत और लाभ को प्रभावित करेगी। यहाँ तक कि एस.आर.एफ का पर्यावरणीय दृष्टिकोण से शीध्र निर्माण होना चाहिए।

2.9.4 वार्षिक लेखा परीक्षित खातों के अंगीकरण/ अनुमोदन में विलम्ब

2.9.4.1. पी एस सी के प्रावधानों के अनुसार, लेखाओं का वार्षिक लेखापरीक्षा कान्ट्रेक्टर की ओर से चाटर्ड एकाउंटैण्ट फर्म के द्वारा कराया जाना चाहिए एवं लेखापरीक्षित लेखों की एक प्रतिलिपि इसकी पावती के 30 दिनों के अन्दर जी ओ आई को प्रस्तुत कर दी जानी चाहिए। इस संबंध में, लेखापरीक्षा ने यह पाया कि हालांकि कान्ट्रेक्टर ने इसके पावती के 30 दिनों के अन्दर ही पी एस सी के 2008–09 से 2011–12 तक के वार्षिक लेखापरीक्षित लेखाओं को जी ओ आई/एम सी को प्रस्तुत कर दिया था, सभी 4 वर्षों के ब्लॉक के लेखे इनके जमा करने के 1 साल से 4 साल के समयावधि के पश्चात् भी अनुच्छेद 6.6 (डी) के तहत अनुमोदन एवं स्वीकृति हेतु लंबित थे।

2.9.4.2. 2008–09 से 2010–11 के लेखापरीक्षित लेखों के अनुमोदन में विलम्ब के कारण पूछे जाने पर (जून 2012), डी जी एच ने सूचित किया (जुलाई 2012) कि *2008–09 और 2009–10 के लेखापरीक्षित लेखाओं की जाँच डी जी एच में की गयी थी। इस प्रक्रिया के दौरान, कॉन्ट्रेक्टर से कई स्पष्टीकरण एवं आपत्तियों के जवाब माँगे गये थे। पुनरीक्षण प्रक्रिया की समाप्ति के बाद, प्रारूप एम सी रैजोल्यूशन विस्तृत टिप्पणियों के साथ एम ओ पी एन जी के एम सी में नामित व्यक्ति को भेजे गये थे। इसके अतिरिक्त एम ओ पी एन जी ने इसके बाद विषयगत मामले पर 2008–09 के लिए स्पष्टीकरण/जवाव मांगे थे। इस क्रम में एम ओ पी एन जी ने हाल ही में मई 2012 में अतिरिक्त जानकारियाँ मांगी थी जो जुलाई 2012 में दी गयी। डी एच ने वर्ष 2010–11 के लेखापरीक्षित लेखों के बारे में सूचित किया कि कॉन्ट्रेक्टर द्वारा प्रस्तुत लेखापरीक्षित लेखे डी जी एच के जाँचाधीन थे। डी जी एच ने यह भी बताया की कॉन्ट्रेक्टर से आखरी स्पष्टीकरण मई 2012 में प्राप्त हुआ था।*

2.9.4.3. ऑपरेटर ने एम ओ पी एन जी (जून 2014) को अपने जवाब में कहा कि *एम ओ पी एन जी यह सुनिश्चित करे कि अंकेक्षित खातो का समय पर अनुमोदन हो और इसकी अनुमोदित प्रक्रिया को तेज करना चाहिए तथा यह भी कहा कि ऑपरेटर सी ए जी की टिप्पणियों का स्वागत करता है।*

इसके अलावा एम ओ पी एन जी (जून 2014) ने मसौदा लेखापरीक्षा रिपोर्ट के जवाब में कहा कि *एम सी समिति (एम सी) ने 2007–08 तक के खातो को अपना लिया है। 2012–13 तक के वार्षिक खातो को अपनाने के लिए एम सी का मसौदा संकल्प एम ओ पी एन जी को सूचित किया गया था और जो सी ए जी/सरकार द्वारा नियुक्त लेखापरीक्षको द्वारा लेखापरीक्षा लंबित होने के कारण अनुमोदन के लिए तैयार थे। यह भी बताया गया है कि प्रबंधन समिति द्वारा खातों का अनुमोदन लंबित होने के कारण ऑपरेटर को यह निर्देश दिया गया था कि खर्च और/या राजस्व पहचान के किसी भी प्रकार के गलत लेखांकन के संबंध में वर्ष 2012–13 तक के अतिरिक्त पैट्रोलियम लाभ को प्रेषित करना था। 2013–14 वर्ष के अतिरिक्त लाभ पैट्रोलियम की गणना एम ओ पी एन जी के पास विचाराधीन था। इसके अलावा, लाभ पैट्रोलियम की हिस्सेदारी का सरकार को प्रेषण एम सी द्वारा अंकेक्षित खातों के अनुमोदन का इंतजार किये बिना तिमाही आधार पर किया गया था। लेखापरीक्षा के दो स्तर का समय*

पर समापन (जिसमें से दूसरा स्तर अब सी ए जी द्वारा किया जा रहा था) एम सी को खातों का समय पर अनुमोदन करने के लिए सक्षम होगा।

2.9.4.4. लेखापरीक्षा के विचार से लेखापरीक्षित लेखों के अनुमोदन एवं अपनाने करने में देरी के कारण संबंधित पक्षों की अंतिम सी पी एवं पी पी हकदारी को स्थापित करने के संबंध में अनिश्चितता पैदा करती है जिससे अंततः कोई आवश्यक समायोजन/सुधारात्मक कार्यवाही करने में देरी होती है। इसलिये चूँकि लेन–देनों की यथासमय पुष्टि एवं उचित सुधारात्मक कदम उठाने के लिए यथासमय अनुमोदन एवं लेखापरीक्षित लेखों को अपनाना आवश्यक है, अनुमोदन में अत्यधिक देरी पी एस सी की भावना के विपरीत है। आगे यह व्यक्त किया जाता है कि पी एस सी के अनुसार वार्षिक लेखापरीक्षित लेखों को एम सी का अनुमोदन सी ए जी लेखापरीक्षा से स्वतंत्र है।

लेखापरीक्षा सिफारिश 8 एम ओ पी एन जी यह सुनिश्चित करें कि लेखापरीक्षित लेखों का अनुमोदित भविष्य में यथासमय हो और अपेक्षित अनुमोदनों को शीघ्र निपटाये।

2.9.5 लेखांकन नीति में परिवर्तन– संपत्ति उपयोग शूल्को[71] और टिप्पिणयों को 31 मार्च 2009 के तुलन पत्र का हिस्सा बनाने – संख्या 2 (घ)

2.9.5.1. ऑपरेटर अपने सभी परिचालन ब्लॉकों को परिसम्पत्तियों के उपयोग कार्यस्थान के परिनियोजन ई एण्ड पी प्रभाग के कर्मचारियों के द्वारा लिखे गये लॉगशीट् एवं घंटों के आधार पर संपत्ति प्रयोग प्रभाव (ए.यू.सी.) का आवंटन कर रहा है। ये परिसम्पत्तियां ऑपरेटर कंपनी के खाते में पूँजीकृत की जाती है एवं कंपनी इन परिसम्पत्तियों पर अवमूल्यन प्रभाव को 1956 के कंपनी अधिनियम के अनुसूची XIV में उल्लिखित दरों के अनुसार लिखी गयी विधि से वसूली रही है।

2.9.5.2. महत्वपूर्ण 2008–09 से 2010–11 के लेखापरीक्षित ट्रायल बैलेन्स की टिप्पणियों एवं महत्वपूर्ण लेखा नीतियों के पुनरीक्षण ने यह दर्शाया कि ऑपरेटर ने 2008–09 से सॉफ्टवेयर लाइसेंस प्रशुल्क फर्नीचर एवं फीक्चर्स तथा कारखाना/मशीनरी एवं उपकरणों के संबंध में ए यू सी के लिए लेखानीतियों में बदलाव किया था। परिवर्तित लेखानीतियों के अनुसार ऑपरेटर ने ए यू सी का समान श्रेणी की परिसम्पत्तियों को विभिन्न दरों पर दो विधियों के द्वारा वर्गीकृत्त किया – (i) 31 मार्च 2008 तक खरीदी गई परिसम्पत्तियों के लिए और (ii) 1 अप्रैल 2008 से या बाद में खरीदी गई परिसम्पत्तियों पर। ऑपरेटर के द्वारा प्रणाली का पुनः संशोधन ब्लॉक के जी डी–डब्ल्यू एन–98/3 में विकास कार्य की प्रगति एवं लंबी परियोजना अवधि को देखते हुए किया गया था। ऑपरेटर के अनुसार 31 मार्च 2008 से पहले खरीदी गई परिसम्पत्तियों के लिए ए यू सी का आवंटन 31 मार्च 2008 से पहले की प्रचलित नीति के आधार पर किया जाता रहा ताकि पिछली अवधि के ए यू सी के संबंध में किसी प्रकार की विसंगति से बचा जा सके।

2.9.5.3. लेखापरीक्षा के विचार में, ऑपरेटर को अलग–अलग अवधि में खरीदी गई एक ही प्रकार की संपत्ति पर अलग–अलग दरों से संपत्ति उपयोग शुल्क की गणना संपत्ति की खरीद की तिथि से प्रभावित हुए बिना की जानी चाहिए।

---

[71] *संपत्ति उपयोग शूल्क एक संपत्ति ब्लॉक से संबंधित लेकिन ब्लॉक में इस्तेमाल नही की गई अधिग्रहण लागत के परिशोधन का प्रतिनिधित्व करते है। इन परसंपत्तियों को आर आई एल कॉर्पोरेट की किताबो में दिखाया गया लेकिन इनको पी एस सी के तहत नही खरीदा*

2.9.5.4. ऑपरेटर ने जवाब दिया (5 फरवरी 2013) कि *"पी.एस.सी. किसी विशेष प्रणाली का उल्लेख नहीं करता है, परन्तु ऑपरेटर को खरीद के तुरन्त बाद प्रभार करने की अनुमति देता है। आर आई एल ने अपने सभी ब्लॉकों को आवंटन एवं प्रभार प्रणाली को उचित आधार पर एक समान रूप से लागू किया। ऑपरेटर को किसी भी समय एवं अपने स्वयं के निर्णय में सर्वोत्तम यथोचित प्रणाली का मूल्यांकन करने का अधिकार है। जब तक आवंटन प्रणाली न्यायसंगत है एवं ऐसे संशोधनों का उचित प्रकटीकरण है तब तक पी.एस.सी के प्रावधानों का कोई उल्लंघन नहीं होता है। लागतों और खर्चों का वर्गीकरण एवं आवंटन पी.एस.सी की लेखा प्रक्रिया के अनुभाग 2 के अनुसार सख्ती से संचालित किया गया है। आवंटन प्रणाली में इस तरह के परिवर्तन के लिए सरकारी अनुमोदन की कोई आवश्यकता नहीं है क्योंकि लेखा प्रक्रिया से किसी प्रकार का विचलन नहीं है।"*

2.9.5.5. डी जी एच ने कहा (16 जुलाई 2012) कि *ए.यू.सी. संबंधित कान्ट्रेकटर के वास्तविक लागत संरचना एवं उनके उपयोग पर निर्भर करता है।*

2.9.5.6. एम ओ पी एन जी (जून 2014) ने अपने जवाब में कहा कि *"लेखांकन नीति में परिवर्तन के प्रभाव को कान्ट्रेकटर के अनुपस्थिति में नही बताने के कारण, सी ए जी द्वारा कोई परिमाणन इस संबंध में किया गया। किसी मात्रा का ठहराव उपचारात्मक उपाय पर विचार किया जाएगा।"*

2.9.5.7. ऑपरेटर ने एम ओ पी एन जी (जून 2014) में अपने उत्तर में अपना पहला उत्तर दोहराया और कहा कि,

- *"सभी सम्पत्ति का प्रारम्भ से पश्चदर्षन में गणना करके संशोधन करना बड़ा भारी काम होगा।*
- *ऑपरेटर (कॉन्ट्रेक्टर की तरफ से) को पिछले सालों के ए.यू.सी को जमा/घटा करने में कठिनाई होगी, विशेषतः उन ब्लॉकों के संबंध में जो कि छोड़े जा चुके है/त्याग किए जा चुके हैं तथा जे वी कंसोरटियम रद्द कर दिया गया है।*
- *संशोधित परिकलन ऑपरेटर को अवश्य ही व्यापारिक लाभ देगी।*

2.9.5.8. लेखापरीक्षा मानती है कि संशोधनों का प्रकटीकरण पर्याप्त नही है क्योंकि *लेखाविधि मानक 1 कहता है कि "लेखाविधि नीतियों में किसी भी बदलाव का वर्तमान अवधि में महत्वपूर्ण प्रभाव होता है या जिसका बाद की अवधियों में महत्वपूर्ण प्रभाव होने की न्यायोचित संभावना होती है, उसको बताना चाहिए जहाँ ऐसी राशि पूरी तरह से या टुकड़ों में पता नहीं लगाई जा सकती, इस तथ्य को सूचित करना चाहिए।" ए यू सी की नीति में बदलाव को लेखा में उसी तरह दर्शाना चाहिए जैसे लेखाविधि मानक 6 के अनुसार अवमूल्यन का लेखाविधि निरूपण होता हे जो कि कहता है कि " चुनी गई अवमूल्यन विधि को एक अवधि से दूसरी अवधि में समनरूपता से लागू किया जाना चाहिए। जब अवमूल्यन की विधि में ऐसे बदलाव होते हैं, तो अवमूल्यन की सम्पत्ति के उपयोग में आने की तिथि से नई विधि के अनुसार पुनर्गणना करनी चाहिए।"*

2.9.5.9. आपॅरेटर तथा एम ओ पी एन जी का उत्तर निम्नलिखित को ध्यान में रखकर समझना चाहिए:

- पी एस सी की शर्तों के अनुसार, सभी लेखा दस्तावेजों को तैयार करने का कर्त्तत्व ऑपरेटर का है,य

- लेखापरीक्षा ने लेखाविधि मानकों के अनुसार अपने विचार दिए है और यह डी जी एच का कर्त्तत्व है कि लेखापरीक्षा अपवादों के ऊपर अंतिम मत को सूचित करेय
- ऑपरेटर ने 2010–11 के दौरान, इंवैंटरी के उपभोग की कीमत को आकलन करने के लिए शुरू से इंवैन्टरी खातों को यू एस डॉलर की श्रेणी में पुनर्निमाण किया है और यू एस डॉलर 61. 76 मिलियन के जी–डी डब्ल्यू एन–98/3 ब्लॉक के लिए उपभोग समायोजन में दर्ज किया है।

2.9.5.10. इसलिए, ए.यू.सी. की नीति/प्रणाली में बदलाव के कारण ए.यू.सी. परिसम्पत्ति के खरीद की तिथि से नई (संशोधित) नीति के अनुसार पुनः परिकलित की जानी चाहिए। नये विधि के अनुसार प्रभारों के पूर्व–व्यापी परिकलन से आने वाली कमी/अधिकता को उस वर्ष के लेखे में समायोजित कर लेना होगा जिस वर्ष विधि/प्रक्रिया बदली गई।

2.9.6 कच्चे तेल एवं कॉन्डनसेट के अन्तिम स्टाक का मूल्यांकन

2.9.6.1. पी एस सी प्रावधानों के अनुसार, उत्पादित एवं बचाये गये पैट्रोलियम के आधार[72] पर पी पी एवं सी पी की गणना की जानी चाहिए थी। तथापि लेखापरीक्षा संवीक्षा ने यह उद्घाटित किया कि कॉन्ट्रेक्टर ने वर्ष 2008–09 से 2012–13 के लिए जे वी के पुस्तकों में, 14.22 मिलियन अमरीकी डॉलर मूल्य के कच्चे तेल एवं कॉन्डनसेट के अन्तिम स्टॉक को, लेखावद्व नही किया था। फलस्वरूप, अन्तिम स्टॉक के लिए 12.80 मिलियन अमरीकी डॉलर की लागत वसूली का समायोजन वर्ष 2008–09 से 2012–13 के लिए जे वी की किताबों में परिणामस्वरूप, यू एस डॉलर 12.80 मिलियन की अंतिम स्टॉक लागत प्रतिपूर्ति के मूल्य हेतु 2008–09 से 2012–13 तक समायोजन नहीं किया गया और यू एस डॉलर 0.14 मिलियन पी पी का 2008–09 से 2012–12 तक जी.ओ.आई. को कम प्रेषण हुआ।*(परिशिष्ट 9)*

2.9.6.2. तथ्य को स्वीकार करते हुए डी जी एच ने अपने उत्तर (अगस्त 2012) में कहा कि *''सभी तीन वर्षो 2008–09 से 2010–11 के लिए पैट्रोलियम के अन्तिम स्टॉक के मद में समायोजन की पुनः गणना की गयी तथा जी ओ आई के पैट्रोलियम लाभ की गणना करते हुऐ शामिल किया गया और वार्षिक एवं त्रैमासिक एम सी संकल्प एम ओ पी एन जी को प्रेषित किया गया।''*

- डी जी एच ने 2009–10 से 2011–12 के लेखापरीक्षित लेखाओं के ड्राफ्ट एम सी प्रस्ताव को एम ओ पी एन जी को देते हुए यह टिप्पणी भी की कि शुरूवाती तथा अंतिम स्टॉक का जे वी के लेखाओं में मूल्यांकन नहीं किया गया। एम ओ पी एन जी ने अपने पत्र (सितम्बर 2013) में ऑपरेटर को बताया कि *अंतिम स्टॉक के 31.03.2013 में मूल्यांकन को पैट्रोलियम उत्पादन तथा संरक्षण के भाग के रूप मे हिसाब में नही लिया गया।*

ऑपरेटर ने एम ओ पी एन जी (जून 2014) को दिए अपने उत्तर में कहा कि

- *पी एस सी की धारा 27.1 के अंतर्गत, जी ओ आई अनुबंध क्षेत्र में उत्पादित सारे पैट्रोलियम की पुर्णस्वामित्व आनॅर है जब तब ऐसे पैट्रोलियम का स्वामित्व अनुबंधकर्ता या अन्य पार्टी के पास*

---

[72] *अनुच्छेद 1.28 सी पी का मतलब है, कच्चे तेल, संधनित एवं अनुबंधित क्षेत्र से उत्पादित तथा बचाये गये प्राकृतिक गैस का वह हिस्सा जिसे कॉन्ट्रेक्टर (जैसा कि अनुच्छेद 15 में दिया गया है) के अनुबंधित लागत की एक निश्चित अवधि की वसूली के लिए अधिकृत है।*
अनुच्छेद 1.77 पैट्रोलियम लाभ का अर्थ हे एक निश्चित अवधि में उत्पादित एवं बचाये गये कच्चे तेल संधनित एवं प्राकृतिक गैस के कुल मूल्य का हिस्सा जैसा कि अनुच्छेद 16 में दिये गये प्रावधानों के तहत सी पी के द्वारा जोड़ा एवं परिक्रमित किया गया है।

पी एस सी के अनुसार न चला जाए। धारा 27.2 प्रावधान है कि पैट्रोलियम का स्वामित्व मालछुडाई बिन्दु पर दिया जाता है।

- *ऑपरेटर के लिए यह वाणिज्यिक समझ नहीं होगी कि वह जीओ आई को लाभ पैट्रोलियम उससे पहले दे दे। जब तक कि कॉन्ट्रेक्टर ने ऐसे कच्चे तेल या कॉन्डनसेट को बेचकर कोई राजस्व प्राप्त नहीं किया हो। एफ पी एस ओ के भीतर भंडारण की सुविधा में उपलब्ध अंतिम स्टाक जो की वितरण बिन्दु से पहले स्थित है, लाभ पेट्रोलियम की गणना के लिए विचार नहीं किया जा सकता क्योंकि पैट्रोलियम का अधिकार कॉन्ट्रेक्टर को वितरण बिन्दु पर मिलता है, ना कि उस से पहले।*
- *यह भी उल्लेखनीय है कि* ***उत्पादित*** *एवं संग्रहित किया गया पैट्रोलियम,उत्पादित एवं बचाये गये पैट्रोलियम के बराबर नहीं था। कुछ मात्रा आग भड़काने (गैस) या जलाने (तेल) या भंडार में वापस करने या अनिवार्यतः खो दिया जा सकता है जैसाकि पैट्रोलियम कार्यवाही के दौरान फैला/गिरा दिया जाता है।*

2.9.6.3. एम ओ पी एन जी ने (जून 2014) में अपने उत्तर में कहा की *''एम ओ पी एन जी ने कॉन्ट्रेक्टर के सूचित किया की उसे अतिरिक्त पैट्रोलियम लाभ का भुगतान करना होगा जिसमें अंतिम स्टॉक भी शामिल होगा''*।

2.9.6.4. ऑपरेटर का उत्तर निम्न परिपेक्ष में मान्य नही हैः

- रॉयल्टी का भुगतान केवल अंतिम स्टॉक पर किया जाएगा। तदनुसार पी पी का गणना करने के लिए कच्चा तेल और कॉन्डनसेट का अंतिम स्टॉक को भी शामिल किया जाना चाहिए।
- कॉन्ट्रेक्टर जो लेखा का गणना करने के लिए एकीकृत प्रणाली (अक्रुवल सिस्टम) को अपनाया जिसमें पी पी उद्देश्य के लिए अंतिम स्टॉक पर भी विचार करना चाहिए था।

2.9.7 उत्पादन सहभागिता अनुबन्ध के अनुसार लेखांकन प्रक्रिया

2.9.7.1. संदर्भित पी एस सी में वर्णित लेखाकंन प्रक्रिया का खण्ड 1.1, उन लेखाकंन प्रक्रियाओं और नियमों को निर्दिष्ट करता है जो कि जी.ओ.आई. को कॉन्ट्रेक्टर की लागतो, व्ययों, उत्पादन और आय का प्रभावी रूपी से निगरानी करने योग्य बनाता है ताकि कॉन्ट्रेक्ट की शर्तो के अनुसार पी पी के जी.ओ.आई. की हकदारियों को शुद्धता पूर्वक निर्धारण किया जा सके। अधिक विशेष रूप से, लेखांकन प्रक्रिया का उद्देशय

- लागतों तथा व्ययों को वर्गीकृत करना और यह परिभाषित करना कि कौन सी लागत और व्यय लागत वसूली तथा लाभ सहभागतिता एवं भागी दारी के उद्देशय से मान्य होगा;
- वह तरीका सुस्पष्ट करना कि कैसे कॉन्ट्रेक्टर के लेखे तैयार तथा अनुमोदित किये जायेगे तथा अन्य अनेको लेखांकन सम्बन्धित मसलों को सम्बोधित करना।

2.9.7.2. लेखांकन प्रक्रिया के खण्ड 1.4.2 के अनुसार, कॉन्ट्रेक्टर को पैट्रोलियम परिचालन से सम्बन्धित बहुत सी विवरणी तैयार करनी चाहिए यथा उत्पादन विवरणी, उत्पादन का मूल्य एवं मूल्य विवरणी, लागत विवरणी, व्यय एवं प्राप्ति, लागत वसूली विवरणी, लाभ सहभागिता विवरणी स्थानीय प्रापण विवरणी वर्षान्त विवरणी (उत्पादित पैट्रोलियम की वास्तविक मात्रा, प्राप्त आय तथा लागतों और किये गये व्यय के आधार पर) तथा बजट विवरण।

2.9.7.3. आगे, पैट्रोलियम, डाटा एवं सम्पत्तियों स्वामित्व से सम्बन्धित पी एस सी का अनुच्छेद 27.4 यह विर्निदिष्ट करता है कि कॉन्ट्रेक्टर द्वारा पैट्रोलियम परिचालन में प्रयोग हेतु खरीदर गयी आस्तियाँ, का स्वामित्व दलों, जिसमें कॉन्ट्रेक्टर शामिल हो, में उनके पी आई के अनुपात में होगा। जी.ओ.आई. के पास, कॉन्ट्रेक्टर द्वारा कॉन्ट्रेक्ट क्षेत्र के अन्दर या बाहर पैट्रोलियम प्रचालनों में प्रयोग हेतु प्राप्त किये तथा स्वामित्व में लिए स्थिर या गतिशील सम्पत्तियों को समस्त भारों एवं अतिक्रमणों से मुक्त अपने नाम कराने और स्वामित्व में लेने का अधिकार निहित कराने का अधिकार होगा और ऐसे अधिकार जी.ओ. आई. के विकल्प पर कॉन्ट्रेक्ट के समाप्त होने या समय से पहले समाप्त कर दिये जाने की दशा में प्रयोक्तव्य होगा। अनुच्छेद 27.5 भी निर्दिष्ट करता हे कि कॉन्ट्रेक्टर पैट्रोलियम प्रचालनों के लिए प्राप्त किये गये सभी सम्पत्तियों के उचित अनुरक्षण, बीमा तथा संरक्षा के लिए और उनकी अच्छी मरम्मत, कार्य करने योग्य दषा में रखने के लिए उत्तर दायी होगा।

2.9.7.4. लेखापरीक्षा ने यह पाया कि ऑपरेटर लेखापरीक्षित समायोजित तुलन पत्र तथा समायोजित तुलन पत्र की टिप्पणियाँ को लेखापरीक्षक की रिपोर्ट और अन्य विवरणों को डी.जी.एच. को एम.सी की स्वीकृति तथा अभिग्रहण और लेखापरीक्षण की मकसद से, के लिए प्रस्तुत करते रहे हैं। यद्यपि ऑपरेटर द्वारा तैयार किया गया लेखा में जेयी का तुलन पत्र और इससे संबंधित दूसरे सूची जो इसके भाग थे उसे शामिल नहीं किया गया।

2.9.7.5. ऑपरेटर ने अपने उत्तर में एम.ओ.पी.एन.जी. को (जुन 2014) में कहा की *संयुक्त उद्यम एक अनइनक्रोपोरटेड इकाई है और कॉन्ट्रेक्टर को संपूर्ण छलन पत्र तैयार करने के लिए बाध्य नहीं है। वित्तीय स्थिति संयुक्त उद्यम के लेखापरीक्षित खातों के भाग के रूप में सालाना डी.जी.एच के लिए प्रस्तुत किया गया है। इनकी समूची सामग्री और प्रारूप का बयान पी एस सी लेखा पद्धति के अनुरूप या और कुछ बयान सरकार के अनुरोध पर अतिरिक्त समय के लिए शामिल किये गये थे। उपरोक्त के अलावा, कॉन्ट्रेक्टर समय समय स्थायी संपति रजिस्टर प्रस्तुत करता है।*

2.9.7.6. एम.ओ.पी.एन.जी.ने (जून 2014) में अपने उत्तर में कहा कि *कॉन्ट्रेक्टर एक अनइनकॉरपोरेटिड संयुक्त उद्यम है जिसमें अकेले पी एस सी के प्रयोजन के लिए आवश्यक लेन देन बना रखा है और जो डी जी एच द्वारा बनाये गये प्रारूप में प्रस्तुत करता था इसलिए की संयुक्त उद्यम में कॉन्ट्रेक्टर को दोहरा कराधान विषय पी एस सी स्तर और कॉरपोरेट स्तर पर नहीं ह) पी एस सी में खर्चो के ब्योरों के रख रखाव, लागत पैट्रोलियम और लाभ पैट्रोलियम के विषय में पता लगाने हेतु राजस्व और इसके अतिरिक्त संपतियों की सूची जो अनुसंधान लागत और विकास लागत के हिस्से बने रहे है की जरूरत है। तदनुसार डी जी एच ने उपयुक्त वार्षिक विवरणों जिन्हें वर्ष के समाप्त विवरण कहते है का निर्माण किया जिसे सभी कॉन्ट्रेक्टरों द्वारा एकमत से अनुपालित किया जाता है।*

2.9.7.7. काफी उँची मूल्यों की सम्पत्तियों को के जी –डी डब्ल्यु एन–98/3 प्रभाग में शामिल किया गया है। लेखापरीक्षा में यह देखा कि तुलन पत्र तैयार करने से उपयोगकर्त्ता को विभिन्न परिसम्पत्तियों के उनके मूल्यों, एवं परिसम्पत्तियों के वर्ष–वार संयोजन एवं विलोपन तथा विभिन्न स्थिर परिसम्पत्तियों, वर्तमान परिसम्पत्तियों आदि के मूल्यों के साथ विस्तृत जानकारी में मददगार होगी। यह भी जी.ओ.आई. को मदद करेगा a) सभी संपत्तियों की स्थिति को जानने में, b) प्रत्येक प्रकार की संपत्तियों की स्थिति के बारे में, c) विभिन्न प्रावधानों और दायित्वों और d) संपत्तियों को इस प्रकार पृथक करे कि वे अनुबंध की समाप्ति के समय जिन्हें आसानी से पहचाना जा सके।

2.9.7.8. हालांकि जे वी के लिए बैलेंस शीट तैयार करने की आवश्यकता को लेखाविधि मानक –27 में चिन्हित नहीं किया गया था, हम यह मानते करते है कि बैलेंस शीट तैयार करने के लाभ को विचार करने योग्य है। आगे, 31 मार्च 2012 तक में के जी डी डब्ल्यू एन–98/3 प्रभाग के लिए यू.एस डॉलर 10 बिलियन की समग्र खर्च की द्रव्यात्मकता को ध्यान में रखते हुए हमें यह दृष्टिपात करते है कि यह उपभोक्ताओं को एक बेहतर स्थिति प्रस्तुत करेगी यदि बैलेंस शीट जे वी द्वारा प्रत्येक वर्ष तैयार की जाए। इसलिए एम ओ पी एन जी वित्तीय विवरणों जिनमें बैलेंस शीट साथ में पी एस सी के अन्दर विभिन्न प्रभागों के लेखों की टिप्पणी शामिल है को चिन्हित करने की आवश्यकता पर विचार कर सकती है।

लेखापरीक्षा सिफारिश 9 एम.ओ.पी.एन.जी. को पी.एस.सी के लेखापरीक्षा टिप्पणियाँ लेखांकन प्रक्रिया को अनुच्छेद 1.9.4 के तहत विशिष्ट लेखापरीक्षा द्वारा अभिव्यक्त मत के अनुसार लेखांकन के धारा में लेखापरीक्षा अपवादें जारी करने पर विचार कर सकता है। एम.ओ.पी.एन.जी. विवरणों जिसमें बैलेंस शीट के साथ ब्लॉक्स के लिए लेखों पर टिप्पणियाँ शामिल है, को निर्धारित कर सकता है।

2.10 अनुवीक्षण एवं रिपोर्ट संबंधी विषय

2.10.1 त्रुटि प्रतिवेदनों का उत्पादन

2.10.1.1. पी एस सी के लेखाकंन प्रक्रिया के खण्ड 1.4.2 के पदों में, कॉन्ट्रेक्टर के लिये यह आवश्यक है कि उत्पादित तेल, गैस और कॉन्डेनसेट के सुस्पष्ट विवरण को दर्शाते हुऐ उत्पादन विवरण प्रस्तुत करे।

2.10.1.2. के जी डी डब्ल्यू एन–98/3 ब्लाक में डी 1–डी 3 तथा एम ए तेल क्षेत्र के संदर्भ में पेट्रोलियम के मापन के सम्बन्ध में, 10 जून 2008 को हुए 26 वें एम सी एम के एम सी संकल्प के अनुसार अन्य निर्णयों के साथ एम सी ने निम्नलिखित का अनुमोदन किया :

- डी 1–डी 3 में पेट्रोलियम के आयतन के मापन का बिन्दु, वेल फ्लूड उत्पादन के संदर्भ में, एक वी कोन टाइप वेट गैस फ्लो मीटर होगा। (डब्ल्यू जी एफ एम),
- एक्स मास ट्री पर वेल फ्लूड एट की तुलना प्रोडक्शन सिमुलेटर सिस्टम (पी एस एस)/पी डी एम एस से होगी और
- जहाँ मापन में कोई त्रुटि पायी जायेगी, एक प्रारूप प्रतिवेदन ऑपरेटर द्वारा तैयार किया जायेगा और जी.ओ.आई. को प्रस्तुत किया जाएगा।

2.10.1.3. वास्तविक समय डब्ल्यू जी एफ एम आंकड़े आई पी 21 सर्वर में भंडारित किये गये है और यह आंकड़े उत्पादन अभियन्ताओं द्वारा यह सुनिश्चित करने हेतु कि डब्ल्यू जी एफ एम द्वारा दर्शाये गये प्रवाह वास्तविकता के समीप है, वैध किये जाते है। डी 1–डी 3 दिवस वार डब्ल्यू जी एफ एम आंकड़ो की डी 1–डी 3 दिवस वार, पी डी एम एस से गैस उत्पादन के आंकडों की तुलना में अन्तर उद्घाटित हुए (*परिशिष्ट–10*) ऑपरेटर ने कहा कि (12 नवम्बर 2013) अन्तर निम्नलिखित कारणों से थेः

- *कुछ दिन, चालू कूपों के संचयी आँकड़ों को नही प्राप्त किया गया था जिसका परिणाम निम्नतर सम्पूर्ण संचयी आँकड़ों पर पड़ा।*
- *कुछ अन्य दिनों, या तो कुछ डब्ल्यू जी एफ एम या तो खराब थे (शून्य फ्लो) या फ्लो आंकड़े संचयी/योग नहीं हो रहे थे।*
- *उत्पादन आयतन (विक्रय+आन्तरिक खपत+ लपट) के रूप में गणना किये गये थे और डब्ल्यू जी एफ एम आँकड़ों से ब्युत्पन्न नहीं किये गये थे।*

2.10.1.4. डी जी एच ने भी कहा (10 मार्च 2014) कि *सी टी एम (कस्टडी ट्रान्सफर मीटर्स) का निरीक्षण/परीक्षण /सत्यापन/अंशशोधन एम सी अनुमोदित संकल्पों के क्रम में डी जी एच के प्रतिनिधि द्वारा आवर्ती तौर पर साक्ष्याँकित किये जाते है। और यह भी कि डब्लयू जी एफ एम सामान्यतः 'फिट एण्ड फोरगेट' प्रकार के हैं, और उनका बारम्बार स्थानापन्न/मरम्मत इत्यादि कठिन हैं। इसलिए उत्पादन आवंटन एवं लेखाकंन के लिए सतह पर तथा सतह के नीचे संगत साफ्टवेयर तथा हाईवेयर के साथ मीटर लगा कर प्र्याप्त अतिरिक्तता बनायी गयी है।*

2.10.1.5. इस प्रकार उपरोक्त से यह स्पष्ट है कि डी जी एच, डब्ल्यू जी एफ एम आँकड़ों का पी डी एम एस आंकड़ों के साथ परीक्षण एवं तुलना नहीं कर रही है। तथा डी जी एच त्रुटि प्रतिवेदनों के लिए दबाव नही डाल रही है जबकि डब्ल्यू जी एफ एम में त्रुटि है। इस प्रकार के कार्य, 10 जून 2008 के एम सी के निर्णय के अनुसार नहीं है, जिसका उपर जिक्र हुआ है, जो डब्ल्यू जी एफ एम तथा पी डी एम एस ऑकड़ों के तुलना के मामले में भी त्रुटि प्रतिवेदन उत्पादन करने की माँग करती है। आगे, चूँकि डी जी एच को प्रतिवेदन के लिए (विक्रय+आन्तरिक खपत+लपट) डी 1–डी 3 के उत्पादन के तौर पर प्रयोग किया जा रहा है, उत्पादन विवरण की शुद्धता का लेखापरीक्षा में 'सत्यापन नही किया जा सका है।

2.10.1.6. कॉन्ट्रेक्टर ने एम ओ पी एन जी (जून 2014) को उत्तर देते हुए स्वीकार किया कि *डब्ल्यू एफ जी एम अनेक वार सही तरह से कार्य नही कर रहे थे।* लेकिन न तो कॉन्ट्रेक्टर ने और न एम ओ पी एन जी ने उपरोक्त दिये गये एम सी प्रस्ताव के सन्दर्भ में त्रुटि प्रतिवेदन बनाने के वारे में लेखापरीक्षा की विशिष्ट टिप्पणी पर उत्तर दिया।

लेखापरीक्षा सिफारिश 10 पेट्रोलियम के मापन के संदर्भ में 10 जून 2008 को हुई एम सी की 26 वीं बैठक के एम सी संकल्प में लिए गये निर्णय का अनुसरण होना चाहिए।

2.10.2 संपत्तियों का भौतिक सत्यापन

2.10.2.1. पी एस सी के लेखांकन प्रक्रिया के खण्ड 4.2.1 के अनुसार कॉन्ट्रेक्टर को (क) चलायमान संपत्तियों के संदर्भ में 12 महीनों में कम से कम एक बार; (ख) और अचल संपत्तियों के संदर्भ में तीन वर्षो में कम से कम एक बार, कॉन्ट्रेक्ट की शर्तो के अनुसार पेट्रोलियम प्रचालन में प्रयुक्त संपत्तियों की एक वस्तु सूची बनानी चाहिये तथा जी.ओ.आई. को इस प्रकार की सूची, एक लिखित वक्तव्य के साथ जिसमें, उन नियमों का जिनके आधार पर वस्तु–सूची में शामिल संपत्तियों का मूल्यांकन किया गया है, सम्बोधित तथा सुपुर्द किया जाना चाहिए।

2.10.2.2. इसके अनुसार, 23 अप्रैल से 30 अप्रैल 2011 के बीच अर्थात, आठ दिनों में छः विभिन्न स्थानों पर डी जी एच के प्रतिनिधियों की उपस्थिति में 31 मार्च 2010 तक की संपत्तियों का भौतिक सत्यापन कॉन्ट्रेक्टर द्वारा किया गया। लेखापरीक्षा को उपलब्ध कराये गये पी वी ए अभिलेखों के पुनरीक्षण ने उद्घाटित किया कि

- संपत्ति पंजिका में स्थापित, संयोजन/विलोपन संपत्तियों की संख्या का उल्लेख नही किया गया था
- संपत्ति पंजिका में कॉन्ट्रेक्टर द्वारा निवृत अचल आस्तियों अर्थात नष्ट हुए, कवाड़ या बेचे गये यदि कोई हो, का भी उल्लेख नही था।
- डी.जी.एच ने भी पी.वी प्रतिवेदन के लिए कोई प्रारूप निधारित नही किया था जो कि इस प्रकार के समायोजन को सत्यापित करने में सहायता कर सकें।
- एम ओ पी एन जी ने 8 जून, 23 जून, 24 अगस्त और 10 अक्टूबर 2011 को डी जी एच से पूर्ववर्ती वर्षों की अचल संपत्तियों की भौतिक सत्यापन की प्रतिवेदनो की प्रतियाँ उपलब्ध कराने का निवेदन किया। हाँलाकि, माँगी गयी सूचना एम.ओ.पी.एन.जी को अब तक (नवम्बर 2012) उपलब्ध नही करायी गयी थी।

2.10.2.3. नवम्बर 2012 में, डी जी एच ने स्पष्ट किया कि,

- *डी जी एच की भूमिका मुख्यतः प्रभारित करती है पी एस सी में उल्लेखित सुस्पष्ट प्रावधानों तथा पी एस सी के परिशिष्ट–सी के खण्ड 4.2.1 के अनुपालन को सुनिश्चित करते हुए पेट्रोलियम सहभागिता अनुबन्ध की प्रभावी निगरानी करना। यह कॉन्ट्रेक्टर का उत्तरदायित्व है कि वह संपत्तियों का भौतिक सत्यापन करे तथा जैसा कि पी एस सी प्रावधानों में सुस्पष्ट किया गया हैं, उससे सम्बन्धित सभी नियमों विनियमों, समय सीमाओं तथा प्रक्रियाओं का पालन करें।*
- *सरकारी नामित के संदर्भ में, पी एस सी प्रावधानों को, यह सुनिश्चित करने हेतु कि कॉन्ट्रेक्टर ने भौतिक सत्यापन कार्य, पी एस सी प्रावधानों में परिभाषित पदों के अनुसार किया है या नहीं, को केवल एक गवाह के रूप में देखा जाना चाहिए। यह जरूरी नहीं है कि सरकारी प्रतिनिधि कॉन्ट्रेक्टर के दल का इस प्रकार की वास्तविक कार्यवाही करने का हिस्सा होगा। पी एस सी के प्रावधानों के अनुसार, इस सम्बन्ध में भूमिका एवं उत्तरदायित्व पूर्णतः कॉन्ट्रेक्टर की हैं।*
- *इसके अलावा, जे वी लेखापरीक्षकों ने भी कॉन्ट्रेक्टर के पास उपलब्ध अभिलेखों का सत्यापन किया है और अब तक प्राप्त किये, स्थापित किये तथा प्रारम्भ किये गये संपत्तियों की लागत को प्रमाणित किया है। भौतिक सत्यापन की प्रक्रिया के दौरान, कॉन्ट्रेक्टर द्वारा आर ओ वी पर लगे कैमरे की सहायता से संपत्तियों देखी एवं सत्यापित की गयी थी।*
- *जल में संपत्तियों जो कि (400 मीटर से 1000 मी) गहरे जल में स्थित थी तथा 80 किमी के क्षेत्र में फैली हुअी थी, कॉन्ट्रेक्टर द्वारा आर ओ वी के माध्यम से उत्पादित अभिलेखित फीड की मदद से सत्यापित किये गये थे।*

2.10.2.4. एम.ओ.पी.एन.जी. ने (जून 2014) में कहा कि

- कॉन्ट्रेक्टर अपने लेखे एस.ए.पी. प्रणाली में रख रहा है। किसी भी एस.ए.पी. प्रणाली में अचल संपत्तियों का प्राप्त करने की, स्थापित की, निवृत हुई, खराब हुई आदि का विवरण उपलब्ध होना चाहिए। एस.ए.पी. प्रणाली के उपयुक्त अन्वेषण, एस.ए.पी प्रणाली में व्याप्त नियत्रंणों की सराहना आकलन करने के लिए लेखापरीक्षकों को समर्थ बनाता है।

- पी एस सी के अनुच्छेद 25 के अनुसार ऑपरेटर को कॉन्ट्रेक्टर के दायित्व पर लेखा बही बनानी चाहिए। डी.जी.एच/एम.ओ.पी.एन.जी. ने कॉन्ट्रेक्टरों का रिकार्ड नही रखा है। डी.जी.एच में रिकार्ड का उपलब्ध नही होने की लेखापरीक्षा टिप्पणी को नही समझा जा सका।

- भौतिक सत्यापन प्रतिवेदन कमियों को दर्शाएगी गई, यदि कोई हो तो, तथा इस तरह के प्रतिवेदन के गठन का सचिवालीय कार्य डी जी एच/सरकार पर नही होगा।

2.10.2.5. डी जी एच/एम ओ पी एन जी के उत्तर निम्नलिखित के सन्दर्भ में देखा जाना चाहिए :

- पी एस सी के अनुच्छेद 27.4 के अनुसार *''सरकार के पास, कॉन्ट्रेक्टर द्वारा कॉन्ट्रेक्ट क्षेत्र के अन्दर या बाहर पैट्रोलियम प्रचालनों में प्रयोग हेतु प्राप्त किये तथा स्वामित्व में लिए स्थिर या गतिषील संपत्तियों को समस्त भारों एवं अतिक्रमणों से मुक्त अपने नाम कराने और स्वामित्व में लेने का अधिकार निहित कराने का अधिकार होगा और ऐसे अधिकार सरकार के विकल्प पर कॉन्ट्रेक्ट के समाप्त होने या समय से पहले समाप्त कर दिये जाने की दशा में प्रयोक्तव्य होगा''*। इस प्रकार, डी जी एच, जो कि पेट्रोलियम परिचालन की निगरानी के लिए उत्तरदायी है, पी वी प्रक्रिया में भाग लेने का अधिकार रखता है तथा संपत्तियों की आज तक की सूचना रखने का उत्तरदायी होगा।

- यद्यपि संपत्तियों का भौतिक सत्यापन कॉन्ट्रेक्टर का उत्तरदादित्व है, फिर भी जी.ओ.आई., पी एस सी का एक हस्ताक्षरी होने के कारण संपत्तियों के उचित सत्यापन में एक पणधारी भी है क्योंकि इन संपत्तियों की लागत या तो पहले ही वसूली जा चुकी है या गैस/तेल के विक्रय से अर्जित राजस्व से वसूली की जाने वाली है।

- उच्च मूल्य संपत्तियों के एक के जी डब्ल्यू एन 98/3 ब्लाक पर लेखे किये जा रहे है, इसलिए अनुसरण किये गये भौतिक सत्यापन प्रक्रिया की मात्रा एवं स्थान की यथास्थिति का आश्वासन आवश्यक है।

- एस ए पी के द्वारा जाँच के सम्बंध में लेखापरीक्षा के पैरा 2.3.1.7 में पहले ही दिया गया है कि एस ए पी के अन्तर्गत संपत्ति लेखा मोडूल का मूल्यांकन लेखापरीक्षा को उपलब्ध नही कराया गया था।

2.10.2.6. इस प्रकार एम.ओ.पी.एन.जी/डी.जी.एच संपत्तियों के भौतिक सत्यापन करने के लिए एक विशेष प्रकाार की प्रणाली बनायें।

2.10.3 कॉन्ट्रेक्टर/ऑपरेटर के द्वारा की गई कमियों को नियमित करने के लिए पी.एस.सी. के प्रावधान

2.10.3.1. सामान्यतः, पी.एस.सी. के अन्तर्गत, जी.ओ.आई. एम.सी. के द्वारा अपने अधिकारों का प्रयोग करती है। एम.सी. में जी.ओ.आई. की ओर से दो सदस्य व प्रत्येक कॉन्ट्रेक्ट[73] में युक्त कम्पनियों की

तरफ से एक–एक होते है। एम.सी. की अध्यक्षता जी.ओ.आई. से मनोनीत की जाती है। एम.सी.के अनुमोदन हेतु आवश्यक सभी मामले समान्यत एम.सी. के सदस्यों द्वारा सर्वसम्मति से भी अनुमोदित किए जाने होते है।

2.10.3.2. एम सी सलाहकार/मूल्यांकन क्रिया में अन्वेषण से सम्बन्धित वार्षिक डब्ल्यू पी एवं बी और मूल्यांकन परिचालन और डी.ओ.सी, क्षेत्र छोड़ना आदि शामिल है, तथा अनुमोदन प्रक्रिया में विकास/ उत्पादन परिचालन योजना विकास, लेखापरीक्षित लेखे लेखापरीक्षकों की नियुक्ति आदि से सम्बन्धित वार्षिक डब्ल्यू पी एवं बी सम्मलित है।

2.10.3.3. पी.एस.सी यह उपलब्ध कराता है कि प्रतिनिधि, निविदा से सम्बन्धित ओर निष्पादन एवं व्याख्या के सम्बंध में सभी शर्तो एवं निबन्धन और शर्तें के अनुसार अपने सभी झगडे, दूरियां, दावें आदि सौहार्द्रपूर्ण माहौल में सुलझाये यदि यह सम्भव नही है तो प्रतिनिधि मामले को मध्यस्थ अधिकरण को भेज सकता है।

2.10.3.4. पी.एस.सी. यह भी बतलाता हे कि निविदा को किसी प्रकार संशोधित, बदलना, आन्तरित अथवा जोड़ा नही किया जायेगा बजाय सभी *प्रतिनिधियों के हस्ताक्षर के बिना जो कि* संशोधन एवं बदलने की तिथि को भी दर्शाएगा जिससे वह प्रभावी होगा।

2.10.3.5. जी.ओ.आई. का यह आखिरी अवसर होगा कि वह सभी कारणों के साथ निविदा को समाप्त करें, यदि ''कॉन्ट्रेक्टर या कॉन्ट्रेक्टर द्वारा निर्मित दल (दोषी दल) विशेष सामग्री निविदा के प्रावधानों के विरूद्ध पूरा करने में असफल रहता है''।

2.10.3.6. इस प्रतिवेदन में जी.ओ.आई. और कॉन्ट्रेक्टर के बीच के भेदों को चिन्हित किया गया है। उदाहारणार्थ, उत्पादन में कमी से सम्बन्धित मुद्दे 2011 से वार्तालाप के अन्तर्गत थे लेकिन न तो डी जी एच और एम ओ पी एन जी, यह आश्वस्त नही कर सका कि ऑपरेटर द्वारा की गयी कार्यविधियों ए आई डी पी द्वारा अनुमोदित थीं। ऑपरेटर द्वारा ए आई डी पी के अन्दर किए गए प्रतिबद्धता के अनुसार गैस उत्पादन में तीव्र कमी और गैस उत्पादन दर को बढ़ाने हेतु कोई ठोस सुझाव प्रस्तुत नही किया गया। फिर भी, डी जी एच ऑपरेटर के उत्पादन मे कमी के तर्क संगत से राजी नही थे, वे ए आई डी पी के अनुसार लागू प्रक्रिया के लिए पी एस सी के अन्तर्गत दिये गये प्रावधानों से अधिक कुछ नही कर सके।

2.10.3.7. लेखापरीक्षा के उत्तर में; डी जी एच (जनवरी 2014) ने कहा कि *''जब पी एस सी के प्रावधानों को निश्चित रूप से सुधार करने के क्षेत्र में, यह आवश्यक होगा कि ऑपरेटर को वित्तीय वर्ष 2011–12 के यू एस डॉलर 1005 मिलियन के और वित्तीय वर्ष 2012–13 के यू एस डॉलर 1797 मिलियन के संचयी लागत, नानड्रिलिग और उत्पादन कूओं का कनेक्शन न करने के प्राधिकृत उत्पादन दर को पूरा न करने के कारण नही दिया जाय एवं दंडित किया जाय''।*

[73] *अगर कान्ट्रेक्टर सिर्फ एक कम्पनी गठित करता है, इसके एम सी मे दो सदस्य होंने चाहिए।*

2.10.3.8. यद्यपि एम.ओ.पी.एन.जी. ने 2011–12 तक यू.एस. डॉलर 1.005 विलियन तक की राशि की उत्पादन सुविधा लागत की अनुपातिक अस्वीकार के लिए नोटिस जारी किया था, एम.ओ.पी.एन.जी. ने स्वयं पैट्रोलियम व प्राकृतिक गैस पर स्थाई समिति (अक्टूबर 2013) के आगे यह स्वीकारा *''यह वस्तुतः कोई दण्ड नहीं है। उन्होंने कहा कि इतनी सारी गैस है एवं उन्होंने विकास प्रक्रिया के लिए गैस प्राप्त करने हेतु पैसा खर्चा लेकिन उन्होंने वह नहीं किया। अतः हमने अनुपातिक रूप से विकास की लागत को अस्वीकार किया। इसलिए, अब केवल जब वे उत्पादन करेंगे तो ही वह उसके लिए पात्र होंगे। अवमानना, केवल समझौते की समाप्ति करने से ही, दण्डनीय होती है। इसके अलावा कोई उपाय नहीं है''।*

2.10.3.9. एम.ओ.पी.एन.जी. ने नवंबर 2013 में ऑपरेटर को एक और नोटिस दिया यह कहते हुए कि ऑपरेटर ने ''परिसंपत्तियों का न्यून उपयोग किया जिसके चलते विचारणीय गैस उत्पादन साथ ही साथ प्रतिबद्ध गैस उत्पादन दर में एक बड़ी गिरावट आयी''। आगे, एम.ओ.पी.एन.जी. ने देखा कि कॉन्ट्रेक्टर को कॉन्ट्रेक्टगत रूप से डी.1–डी.3 क्षेत्रों में बनायी गयी अत्यधिक उत्पादन सुविधाओं पर हुई विकास लागतों को वसूलने का अधिकार नहीं था और इसलिए कि यू.एस. डॉलर 1.797 बिलियन की संचित लागत को अस्वीकार करने के आदेश दिये। यह राशि 2012–13 के कॉन्ट्रेक्ट लागतों में से अस्वीकार की जानी थी। एम.ओ.पी.एन.जी. ने यह भी निर्दिष्ट किया *''ऑपरेटर को अतिरिक्त लाभ पैट्रोलियम तीस दिनों के अंदर वापस कर देना होगा''*। लेकिन, ऑपरेटर ने एम ओ पी एन जी के निर्देषों का पालन नही किया एवं इसके बजाय मामला पंचाट को भेज दिया।

2.10.3.10. इस प्रतिवेदन में विभिन्न उहारणों को उल्लेख है जिनमें जी.ओ.आई. का लाभ दाव पर लगा है। इन मामलों में क्षेत्र को ना–त्यागना, डी ओ सी, अनुमन्य नही किए गये मामले और उत्पादन में गिरावट शामिल है। हांलाकि, कुछ अन्तरिम उपाय जी.ओ.आई. के पास उपलब्ध है। ऐसे मामलों में एम ओ पी एन जी/डी जी एच ने कॉन्ट्रेक्टर के विरूद्ध प्रभावी और फलदायी, दंडात्मक कदम उठाने में असमर्थ रहा। इसलिए लेखापरीक्षा दल का यह मत है कि भविष्य में पी एस सी को निगरानी गतिविधि के लिए पर्याप्त प्रक्रिया को शामिल करते हुए मजबूत किया जाय और जहाँ पर भी ऐसा अवसर हो दंडात्मक कार्यवाही की जाये।

2.11 उपसंहार

के जी डी डब्ल्यू एन–98/3 ब्लाक के पी एस सी का वर्तमान लेखापरीक्षा, जो कि एक आश्वासन प्राप्त करने हेतु कि जी.ओ.आई. के राजस्व हित उचित रूप से रक्षित किये गये थे, और स्थापित निगरानी एवं नियंत्रण तन्त्र, पी एस सी प्रावधानों का अनुपालन सुनिश्चित करने में प्रभावी थी, ने प्रबंधन तथा अनुवंधीय वाध्यताओं में कमी को उजागर किया।

जिस तरह से नियामक उत्तरदायित्व का निर्वहन किया गया था, उनकी पारदर्शिता एवं उत्तरदायित्वता सुनिश्चित करते हुऐ सवीक्षा ने उद्धाटित किया कि पी एस सी प्रणाली एवं उसके क्रियान्वयन में सुधार की संभावना थी ताकि जी.ओ.आई. के प्राकृतिक संसाधनों के स्वामी के रूप में सर्वोतम हितो की पर्याप्त सुरक्षा सुनिश्चित की जा सकें। अनुबंध क्षेत्रों को छोड़ने, खोजों की व्यवहारर्यता एवं वाणिज्यता का आकलन एवं उदघोषणा, जोखिम की भागेदारी, विकास योजनाओं का अनुमोदन वर्तमान पी एस सी माडल के कुछ ऐसे क्षेत्र है, जहाँ गम्भीर पुनर्रीक्षण तथा तार्किकीकरण की आवश्यकता हो सकती है ताकि कोई कमजोर कड़ी अथवा अस्पष्टता न हो।

अध्याय–3

पन्ना–मुक्ता एवं मध्य और दक्षिण–ताप्ती क्षेत्र के संबंध में लेखापरीक्षा निष्कर्ष

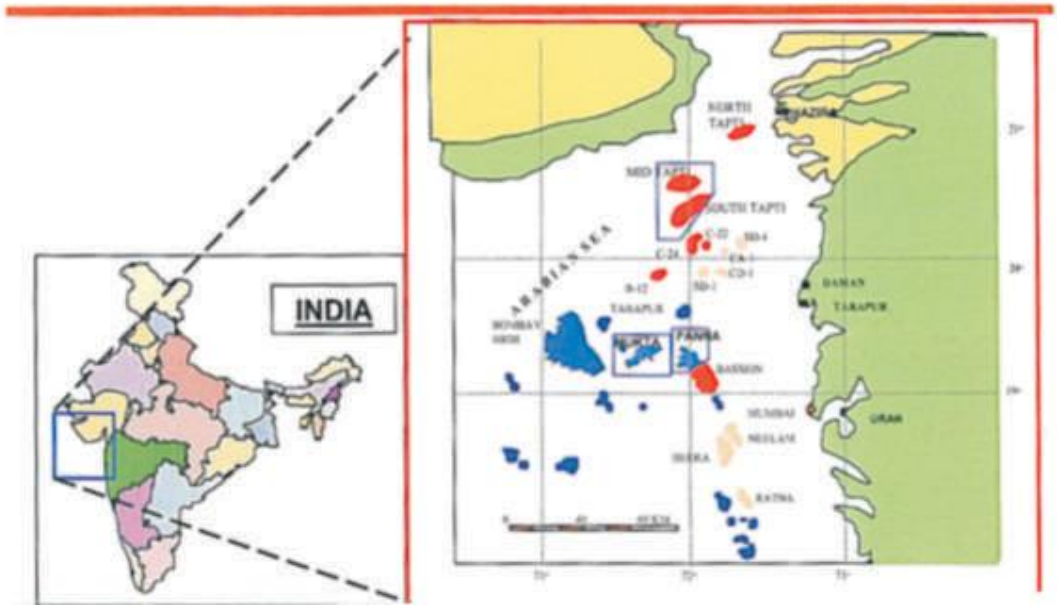
अध्याय 3 – पन्ना–मुक्ता एवं मध्य और दक्षिण–ताप्ती क्षेत्र के संबंध में लेखापरीक्षा निष्कर्ष

3.1 विहंगावलोकन

3.1.1 1992 में लघु एवं मध्यम आकार के तेल एवं गैस क्षेत्र के विकास के लिए प्रस्तावित करने के अनुक्रम में, जी.ओ.आई. नेपन्ना–मुक्ता तथा मध्य एवं दक्षिण ताप्ती अनुबंध क्षेत्रों, जो कि ओ एन जी सी द्वारा खोजे गये थे, को एक उत्पादन सहभागिता अनुबंध के तहत एक अल्पकालीन संगठन को प्रदाना किया (फरवरी 1994), जिसमें ओ एन जी सी (40 *प्रतिशत*), आर आई एल (30 *प्रतिशत*), ऑयल एवं गैस इंडिया लिमिटेड–एनरॉन (30 *प्रतिशत*)(एक साथकॉन्ट्रेक्टर कहे गये) शामिल थे।पी एस सी दिसम्बर 1994 में जी.ओ.आई. और कॉन्ट्रेक्टर द्वारा हस्ताक्षरित किये गये। कॉन्ट्रेक्टर ने पी एम टी जे वी के नाम से एक अनिगमित सयुक्त उपक्रम (जे वी) बनाया। फरवरी 2002 में, बिट्रिश गैस एक्सपलोरेशन एण्ड प्रोडक्शन इण्डिया लिमिटेड (बी जी ई पी आई एल) ने एनरान की 30 *प्रतिशत* भागीदारी जे वी में प्राप्त किया तथा पी एस सी का एक पक्ष बन गया। वर्तमान में, क्षेत्र को ओ एन जी सी, आर आई एल तथा बी जी ई पी आई एल सुयंक्त रूप से प्रचालित कर रहें है।

पन्ना–मुक्ता–ताप्ती स्थान मानचित्र

पी एम टी संयुक्त उपक्रम
(ओ एन जी सी, आर आई एल और बी जी ई पी आई एल द्वारा परिचालित)



3.2 पन्ना–मुक्ता एवं मध्य–दक्षिण ताप्ती अनुबंध क्षेत्र में जे वी प्रचालन

3.2.1 पृष्ठ भूमि

3.2.1.1. पन्ना–मुक्ता (प्रधानतः एक तेल क्षेत्र) तथा मध्य–दक्षिण ताप्ती (गैस क्षेत्र) अपतटीय

बॉम्बेबेसिन में स्थित छिछले जल क्षेत्र है। निविदा के समय, पन्ना–मुक्ता अनुबंध क्षेत्र एक खोजा हुआ तथा ओ एन जी सी[74] का आंशिक रूप से विकसित तेल उत्पादक क्षेत्र था, तथा मध्य एवं दक्षिण ताप्ती अनुबंध क्षेत्र ओ एन जी सी का एक खोजा हुआ गैस क्षेत्र था। दोनों अनुबंध क्षेत्र जे वी द्वारा दो चरणों में विकासित किये गये थे।

3.2.1.2. पन्ना–मुक्ता में, परियोजना विकास की प्रारम्भिक योजना (आई पी ओ डी) 1995–99 के बीच क्रियान्वितकी गई थी जिसमें 3 वेलहेड प्लेटफार्म (पी सी, पी एफ और पी जी) स्थापित किये गये थे। विकास के दूसरे चरण में, अर्थात विकास के विस्तारित योजना (इ पी ओ डी) में 2004 से 2007 के बीच दो वेलहेड प्लेटफार्म (पी एच और पी जे) स्थापित किये गये।

3.2.1.3. इसी तरह, मध्य एवं दक्षिण ताप्ती अनुबंध क्षेत्र दो चरणों में, अर्थात आई पी ओ डी तथा नवीन संसोधित विकास योजना, (एन आर पी ओ डी) विकसित किया गया। आई पी ओ डी परियोजना 1995 और 1997 के बीच क्रियान्वितकी गई जिसमे जे वी ने तीन वेलहेड प्लेटफार्म अर्थात एस टी ए, एस टी बी, एस टी सी, संबद्व प्रसंस्करण एवं परिवहन सुविधाओं के दक्षिण ताप्ती क्षेत्र में विकसित किया गया। एन आर पी ओ डी परियोजना मार्च 2005 से अगस्त 2007 के बीच क्रियान्वित की गईजिसमें जे वी ने एक वेलहेड प्लेटफार्म एम टी ए मध्य ताप्ती क्षेत्र में, और बढ़े हुए उत्पादन को संभालने के लिए अतिरिक्त प्रसंस्करण एवं यातायात सुविधाओं सहित स्थापित किया। जे वी ने अगस्त 2006 मे दक्षिण ताप्ती क्षेत्र में एक वेलहेड प्लेटफार्म एस टी डी, बढ़े हुऐ उत्पादन को बनाये रखने के लिए स्थापित किया।

3.2.2 भौतिक एवं वित्तीय निष्पादन

3.2.2.1. मार्च 2012 में प्रारम्भ किये जाने के बाद से पन्ना–मुक्ता तथा मध्य एवं दक्षिण ताप्ती अनुबंध क्षेत्र का भौतिक एवं वित्तीय निष्पादन नीचे सारणीबद्व किया गया है।

तालिका 17 : पन्ना–मुक्ता एवं मध्य–दक्षिण ताप्ती अनुबंध क्षेत्र का वित्तीय एवं भौतिक निष्पादन (जैसा कि ऑपरेटर द्वारा बताया गया)

विवरण	पन्ना मुक्ता	मध्य–दक्षिण ताप्ती
पी एस सी के विवरण अनुसार भंडार	गैस 10171मिलियन एम^3 तेल 145 .67 मिलियन बी बी एल	गैस 29134 मिलियन एम^3 कंडेनसेट 12.35 मिलियन बी बी एल
संचयी उत्पादन[75]	गैस 20967.59 मिलियन एम^3 गैस 163.50 मिलियन बी बी एल	गैस 34908.39 मिलियन एम^3 कंडेनसेट15.42 मिलियन बी बी एल
सम्पूर्ण संचयी राजस्व	यू एस डॉलर11507.11मिलियन	यू एस डॉलर 5891.48मिलियन*

[74]ओ एन जी सी ने उत्पादन के लिए 5 कूप शीर्ष प्लेटफार्म (अर्थात पी ए, पी बी, पी डी, पी ई और एम ए कूपशीर्ष प्लेटफार्म) स्थापित किये तथा पी एस सी अनुबंध पर हस्ताक्षर करते समय पी एम टी जे वी को सुपुर्द कर दिये (दिसंबर 1994)।

[75]पी एम टी जे वी ने समय–समय पर भंडारों का विकास किया तथा मार्च 2012 को भंडारों की स्थिति यह थी:– पन्ना–मुक्ता–कच्चा तेल 292.95 एम एम बी बी एल, गैस–38711 एम एम एस पी सी तथा मध्य–दक्षिण ताप्ती–गैस–43035 एम एम एस सी एम, संधनित–17.22 एम एम बी बी एल

संचयी अनुबंध लागत	यू एस डॉलर 4036.89मिलियन	यू एस डॉलर 2219.23मिलियन*
सम्पूर्ण लागत वसूली (100%)	यू एस डॉलर 4036.89 मिलियन	यू एस डॉलर 2219.23मिलियन*
सम्पूर्ण पी पी	यू एस डॉलर 7478.98 मिलियन	यू एस डॉलर 3672.25मिलियन*
सम्पूर्ण कॉन्ट्रेक्टर्स पी पी	यू एस डॉलर 6613.42 मिलियन	यू एस डॉलर 2937.80मिलियन*
सम्पूर्ण जी.ओ.आई. पी पी	यू एस डॉलर 865.56 मिलियन	यू एस डॉलर 734.45मिलियन*
जी.ओ.आई. को भुगतान की गई सम्पूर्ण रॉयल्टी	यू एस डॉलर 499.50 मिलियन	यू एस डॉलर 479.03मिलियन*
जी.ओ.आई. को भुगतान किया गया सम्पूर्ण उपकर	यू एस डॉलर 439.20 मिलियन	यू एस डॉलर 24.59 मिलियन*

नोट: * वित्तीय आंकड़े ऑपरेटर के अनुसार है व सरकार द्वारा विवादित हैं, वर्तमान में न्यायालय में विचारित है।

3.2.2.2. पी एम टी जे वी ने कॉन्ट्रेक्ट क्षेत्र में अब तक (मार्च 2012) हुए लागत की 100 *प्रतिशत* वसूली कर ली थी। अर्जित सम्पूर्ण पी पी में से जे वी का अंश पन्ना–मुक्ता के संदर्भ में 88 *प्रतिशत* तथा मध्य दक्षिण ताप्ती के संदर्भ में 80 *प्रतिशत* था।

3.2.2.3. पुनरीक्षण अवधि के दौरान अनुबंध लागत, राजस्व तथा जी.ओ.आई. का पी पी का विवरण *जैसा ऑपरेटर ने सूचित किया,* निम्नवत है:

तालिका 18 : पन्ना–मुक्ता क्षेत्र

(यू.एस. मिलियन डॉलर में)

वर्ष	राजस्व	पूंजीगत व्यय	प्रचालन व्यय (ओपेक्स)	अधिभार	सम्पूर्ण अनुबंध लागत	जी.ओ. आई. पी पी	जी.ओ.आई. पी पी
2008-09	1414.96	432.60	117.83	80.49	630.93	117.61	15
2009-10	1308.20	190.59	96.41	88.58	375.57	139.89	15
2010-11	1115.92	90.08	125.26	66.53	281.87	125.11	15
2011-12	1565.88	29.35	128.55	77.43	235.32	199.58	15
योग	5404.96	742.62	468.05	313.03	1523.69	582.19	

तालिका 19 : मध्य एवं दक्षिण ताप्ती क्षेत्र

(यू.एस. मिलियन डॉलर में)

वर्ष	राजस्व	पूंजीगत व्यय	प्रचालन व्यय (ओपेक्स)	अधिभार	सम्पूर्ण अनुबंध लागत	जी.ओ. आई. पी पी	जी.ओ.आई. पी पी
2008-09	1002.19	10.45	68.08	85.22	163.75	167.69	20
2009-10	698.83	56.83	50.48	61.91	169.22	105.92	20
2010-11	619.33	0.93	53.25	52.90	107.08	102.45	20
2011-12	500.77	3.10	55.84	40.47	99.41	80.27	20
योग	2821.12	71.31	227.65	240.50	539.46	456.33	

ये जी.ओ.आई. द्वारा विवादित है एवं वर्तमान में मध्यस्थता कार्यवाही जारी है।

3.3 पी एस सी के तहत प्रतिबद्ध कार्यक्रम क्रियान्वयन तथा लागत वसूली सीमा

3.3.1. पन्ना–मुक्ता तथा मध्य एवं दक्षिण ताप्ती के पी एस सी प्रतिबद्ध विकास कार्यक्रम (पी एस सी के परिशिष्ट–जी) निर्दिष्ट करते हैं जिसके लिए लागत वसूली सीमा (सी आर एल) क्रमशः यू एस डॉलर 577.5 मिलियन तथा यू एस डॉलर 545 मिलियन है। जे वी को पन्ना–मुक्ता क्षेत्र में मुक्ता बी विकास का प्रतिबद्ध कार्यक्रम और मध्य एवं दक्षिण क्षेत्र में 5 कूप प्लेटफार्म स्थापित करने का कार्य अभी भी क्रियान्वित करना है।

3.3.2. प्रतिबद्ध कार्यक्रम (पी एस सी का परिशिष्ट–जी) जैसा कि ऑपरेटर ने अभिलिखित किया, के क्रियान्वयन में सी आर एल के विरूद्ध मार्च 2012 तक वास्तविक व्यय नीचे दिया गया है:

तालिका 20 : किया गया वास्तविक व्यय

क्षेत्र/अनुबंध क्षेत्र	सी आर एल	पी एस सी के परिशिष्ट जी में मार्च 2012 तक कुल व्यय
पन्ना मुक्ता	यू एस डॉलर 577.5 मिलियन	यू एस डॉलर 347.23 मिलियन
मध्य एवं दक्षिण ताप्ती	यू एस डॉलर 545 मिलियन	यू एस डॉलर 670.41 मिलियन

3.3.3. परिशिष्ट जी में मार्च 2012 तक पन्ना–मुक्ता क्षेत्र में किये हुऐ कुल वास्तविक व्यय यू एस डॉलर 347.23 मिलियन में, (आंकड़े जो ऑपरेटर ने दावे किए) यू एस डॉलर 192.91 मिलियन के उभयनिष्ठ व्यय को, जो कि परिशिष्ट–जी में तथा परिशिष्ट–जी के बाहर आवंटित होने थे, को बाहर रखा गया। एम ओ पी एन जी ने सी आर एल से उपर अत्यधिक व्यय को अस्वीकृत किया। परिशिष्ट–जी के तहत मार्च 2012 तक ताप्ती में वास्तविक व्यय यू एस डॉलर 670.41 मिलियन हुआ (आंकड़े जो ऑपरेटर ने दावे किए) जिसमें परिशिष्ट जी में तथा परिशिष्ट जी के बाहर आवंटित होने वाले उभयनिष्ट व्यय यू एस डॉलर 105.88 मिलियन को शामिल नही किया गया। एम ओ पी एन जी/डी जी एच ने एम सी बैठक में सी आर एल से उपर यू एस डॉलर 324.35 मिलियन के अत्यधिक व्यय को अस्वीकृत कर दिया तथा जे वी को सी आर एल से उपर अत्यधिक वसूली गई लागत को व्युत्क्रमित करने तथा पैट्रोलियम लागत एवं लाभ को संशोधित करने का निर्देश दिया। ऑपरेटर मामले को मध्यस्थता के लिए ले गया। मध्यस्थता की वर्तमान स्थिति निम्नतया है।

3.3.4. मध्यस्थता से संबंधित मसले

3.3.4.1. साझेदार आर आई एल तथा बी जी ई पी आई एल ने पी एस सी के तहत जी.ओ.आई. को मध्यस्थता सूचना भेजी (दिसम्बर 2010)। आर आई एल तथा बी जी ई पी आई एल द्वारा किया गया दावा (i) पन्ना–मुक्ता और ताप्ती पी एस सी के तहत लागत वसूली प्रावधान (ii) आई एम की गणना (iii) पी एम टी पी एस सी के तहत देय रॉयल्टी की राशि (iv) कॉन्ट्रेक्टर द्वारा जी.ओ.आई. को देय उपकर (v) पी एस सी के तहत देय सेवा कर तथा (vi) लेखांकन तथा लेखापरीक्षा प्रावधानों के अर्थ एवं प्रभाव, से सम्बन्धित है।

3.3.4.2. जी.ओ.आई. ने भी आई टी अधिनियम के खण्ड 42 के तहत उपलब्ध व्यय भत्ता को दबाने, बढ़ी हुए बिक्री का लेखांकन, सी आर एल के आधिक्य में विकास लागत का लेखांकन, विक्रय राजस्व का लघु लेखांकन, आय कर दर, परिशिष्ट–जी के अनुसार प्रतिबद्ध कार्यक्रम न करना, विक्रय का लघु लेखांकन, विपणन अंशलाभ का लघु लेखांकन, त्रुटिपूर्ण पी एस सी के तहत लघु लेखांकन, सी आर एल के आधिक्य में लागत वसूली के लिए प्रति दावा किया।

3.3.4.3. अधिकरण ने (बहुमत से) सितंबर 2012 का अन्तिम एकमत आंशिक अवार्ड, प्राथमिक मुद्दों पर यह विचार रखते हुए दिया कि मध्यस्थता अधिकरण का अधिकार क्षेत्र प्राथमिक मसलों (अर्थात रॉयल्टी–उपकर, सेवा कर तथा सी.ए.जी. लेखापरीक्षा) पर न्याय करना हैं।

3.3.4.4. अभिकरण नेताप्ती पी एस सी के संदर्भ में एक अन्तिम आंशिक अवार्ड भी दिया (दिसम्बर 2012) कि

(i) विनिर्माण/ऐसी सुविधाओं की संस्चान/स्थापना, जो कि उपलब्ध खोजों से गैस उत्पादन को, ताप्ती आई पी ओ डी अधित्यका से उपर रखने के लिए आवश्यक हो, पैट्रोलियम के उत्पादन, प्रसंस्करण, भंडारण तथा यातायात के लिए आवश्यक हो, पर से संबधित प्रभावी तिथि के बाद लागत पूर्णतः वसूली योग्य होगी,

(ii) इन लागतों का निर्धारण उस समय किया जाना चाहिए जब इस कार्य के लिए एम सी से अनुमोदन माँगा या प्राप्त किया जाये,

(iii) जहाँ प्रत्यक्ष जी एण्ड ए तथा अन्य सेवा लागत, उचित रूप से विकास लागत पर आवंटित हों वे, यदि सी आर एल के तहत न आ रहे हो तो ताप्ती पी एस सी के अनुच्छेद 13.1.1,13.5 और 13.6 के तहत पूर्णतः वसूली योग्य होंगे। सभी जी एण्ड ए लागत तथा सेवा लागत सिवाय उनके जो सी आर एल के बाहर विकास कार्यो पर आरोप्य है, तथा पूर्णतः वसूली योग्य है,

(iv) अप्रत्यक्ष जी एण्ड ए तथा अन्य सेवा लागत (मुख्यालय तथा स्थापना खर्च); जहाँ ये लागत आई पी ओ डी अधित्यका स्तर पर गैस उत्पादन के लिए आवश्यक हो, सी आर एल के तहत आयेगे। यदि न हो, तो वे सीमा में नहीं आते हैं तथा मुख्यालय तथा स्थापना खर्च के रूप में पूर्णतः वसूली योग्य हैं, और

(v) सी आर एल एकमुश्त है।

मध्यस्थता अवार्ड ने भी कहा कि ये निष्कर्ष आवश्यक परिवर्तन सहित पन्ना–मुक्ता पी एस सी पर लागू होगी। दावेदार पर, ताप्ती या पन्ना–मुक्ता पी एस सी के तहत परिशिष्ट जी कार्य को पूरा करने की कोई बाध्यता नहीं होगी। अधिकरण ने एकमत से पाया कि पी एस सी के परिशिष्ट सी, खण्ड 1 अनुच्छेद 1.9 में वर्णित समय सीमा अन्तिम एवं बाध्यकारी नहीं है।

3.3.5. **मध्यस्थता की वर्तमान दशा**

- **सितम्बर 2012 का अन्तिम एकमत आंशिक अवार्डः** भारत के संघ (यू ओ आई) ने, दिल्ली उच्च न्यायालय में सितम्बर 2012 के अवार्ड को विवाचनता के आधार पर चुनौती दिया। उच्च न्यायालयने यह कहते हुऐ कि उपकर, रॉयल्टी, सेवा तथा सी.ए.जी. विवाचन योग्य नहीं है तथा

पक्षो द्वारा पी एस सी को प्रत्यक्ष या निहित रूप से विवाचनता एवं समझौता अधिनियम 1996 से बाहर नही किया गया है, यू.ओ.आई. के पक्ष में निर्णय दिया (मार्च 2013)। दावेदारों (बी जी ई पी आई एल तथा आर आई एल) द्वारा इस आदेश को 2013 के एस एल पी (सिविल) 20041 के माध्यम से सर्वोच्च न्यायालय में चुनौती दी गई। उच्चतम न्यायालय ने प्रत्यादेश दिया एवं उच्च न्यायालय के निष्कर्ष को हटा दिया एवं मामलें पर (मई 2014) में बी.डी.ई.पी.आर.एल. एवं आर.आई.एल. के पक्ष में निर्णय किया। यू.ओ.आई. ने भारत के उच्चतम न्यायालय मे पुनरीक्षण याचिका दायर की है।

- **दिसंबर 2012 का अंतिम आशिक अवार्ड:**सी आर एल मसलें पर 10 दिसम्बर 2012 के अवार्ड को भारत के संघ द्वारा भी 2 जनवरी 2014 के विवाचनता एवं समझौता अधिनियम 1996 के खण्ड 34 के तहत दिल्ली उच्च न्यायालय में चुनौती दी गई।
- **श्री पीटर लीवर का कार्यादेशः** श्री पीटर लीवर, पी एम टी जे वी द्वारा नियुक्त, मध्यस्थ के जी. ओ.आई. के विरूद्ध पक्षपाती एवं पूर्वाग्रही पाये जाने पर तथा मध्यस्थता सुनवाई के के दौरान जी.ओ.आई. के गवाह को, तथा पक्षों के पत्रों के साथ पत्राचार को व्यवधानित करने के कारण उनके आचरण पर विचार करते हुए, जी.ओ.आई. ने मध्यस्थता के स्थायी न्यायालय में (पी सी ए) श्री पीटर लीवर के कार्यादेश को चुनौती दी। पी सी ए ने अनसिट्राल मध्यस्थता नियमों के अनुच्छेद 10 (1) के तहत श्री पीटर लीवर, क्यू सी के विरूद्ध चुनौती को खारिज कर दिया। मध्यस्थता पर पी सी ए के निर्णय को दिल्ली उच्च न्यायालय में जी.ओ.आई. ने चुनौती दी (जून, 2013)।

3.3.6. उपरोक्त सभी मसले जुलाई 2014 को न्यायालय के अधीन हैं।

3.4 इस अध्याय में निष्कर्षो का प्रस्तुतीकरण

इस प्रतिवेदन के अनुच्छेद 3.5 में अपनाये गये प्रतिदर्श क्रियाविधि शामिल है। व्यय सम्बन्धित मसलों से सम्बन्धित लेखापरीक्षा आपत्तियां, जो कॉन्ट्रेक्टर के अभिलेख के लेखापरीक्षा में पाये गये, का विवरण 3.6. 1 तथा 3.6.2 में हैं। राजस्व एवं लेखाकंन मसलों पर प्रेक्षण अनुच्छेद 3.6.3 में है तथा मुख्यतः कॉन्ट्रेक्टर के लेखापरीक्षा से उत्पन्न हुऐ हैं। एम ओ पी एन जी/डी जी एच के निष्पादन लेखापरीक्षा के दौरान प्रेक्षित नियामक एवं निगरानी मसले अनुच्छेद 3.6.5 तथा 3.6.6 में है। पैट्रोलियम संचालन से संबंधित लेखापरीक्षा आपत्तियाँ पैरा 3.6.4 में हैं।

3.5 प्रतिदर्श क्रियाविधि

वर्तमान लेखापरीक्षा 2008–09 से 2011–12 के बीच लेन देन के लिये किया गया। 104 कॉन्ट्रेक्टों मे से (यू एस डॉलर 800.68 मिलियन) लेखापरीक्षा ने 66 कॉन्ट्रेक्टों (यू एस डॉलर 717.33 मिलियलन) का सवीक्षा के लिये चयन किया। इसके अतिरिक्त, लेखापरीक्षा ने सभी 10 परियोजनाओं, जो लेखापरीक्षा अवधि के दौरान क्रियान्वयन के विविध चरण पर थे, को चयनित किया। इसके अलावा, लेखापरीक्षा ने 2006–08 की अवधि के 22 कॉन्ट्रेक्टों (यू एस डॉलर 267.44 मिलियन) को भी परीक्षित किया था। यह कॉन्ट्रेक्ट पुराने लेखापरीक्षा अवधि के थे, लेकिन चूँकि अभिलेख पिछले लेखापरीक्षा कार्य के अन्त में उपलब्ध कराये गये थे, यह सहमति हुई थी कि ये तदुपरान्त पुनरीक्षित किये जायेंगे।

3.6 लेखापरीक्षा निष्कर्ष

ऑपरेटर तथा एम ओ पी एन जी/डी जी एच के अभिलेखों के संवीक्षा से प्राप्त निष्कर्षो को 6 श्रेणियों में समूहित किया गया था अर्थातः (i) वसूली योग्य लागत एवं लागत वसूली (ii) अनुबंध प्रक्रिया में कमियाँ (iii) राजस्व (iv)पैट्रोलियम प्रचालन (v) पी एस सी प्रावधानों का अनुपालन और (vi) एम ओ पी एन जी/डी जी एच से सम्बन्धित मामले। प्रत्येक श्रेणी के निष्कर्ष की चर्चा नीचे की गई है।

3.6.1 वसूली योग्य लागत एवं लागत की वसूली

पी एस सी के अनुच्छेद 13 के अनुसार, पी एम टी जे वी प्रत्येक वित्त वर्ष में अनुंबध क्षेत्र से उत्पादित एवं संचित किये गए पेट्रोलियम की कुल मात्रा मे से अनुबंध लागत को वसूल करने का हकदार है अनुबंध लागत में उत्पादन, अन्वेषण एवं विकास लागत शामिल हैं।

पी एम टी जे वी ने अनुबंध क्षेत्र में अब तक (मार्च 2012) खर्च हुई लागत का 100 *प्रतिशत* वसूल कर लिया है। लागत की वसूली से सम्बन्धित मुद्दे नीचे वर्णित हैं:

3.6.1.1 *रिग मोबिलाईजेशन/ डी मोबिलाईजेशन प्रभार का अनुचित आवंटन*

3.6.1.1.1. पी एम टी जे वी पन्ना–मुक्ता तथा ताप्ती दोनों ही क्षेत्रों के लिए एक खाता बनाती है। यह रिग संघटन तथा विसंघटन प्रभारों को दो क्षेत्रों के मध्य या तो प्रत्येक खोदे गये कुएँ पर रिग द्वारा बिताए गये दिनों की संख्या या खोदे गये कुएँ की संख्या के आधार पर जो कि रिग संघटन एवं विसंघटन प्रभारों के आवंटन के लिए अधिक वास्तविक आधार होता, यह रिग संघटन प्रभार को प्रथम कुएँ की लागत पर तथा विसंघटन प्रभार रिग द्वारा खोदे गये आखरी कुएँ की लागत पर अनुबंध अवधि के दौरान करता है। लेखापरीक्षा में यह पाया गया कि भारत में मुख्य ई एण्ड पी ऑपरेटर जैसे ओ एन जी सी और आर आई एल (के जी–डी डब्ल्यू एन–98/एन ब्लॉक) का आवंटन रिग संघटन एवं विसंघटन प्रभार क्रमशः कुएँ में प्रयोग किये गये दिनों की वास्तविक संख्या और कुएँ की खोदी गई संख्या पर आधारित होती है।चूँकि पन्ना–मुक्ता और मध्य एवं दक्षिण ताप्ती क्षेत्रों से जी.ओ.आई का पी पी *प्रतिशत* भिन्न स्लैबों पर है, रिग संघटन एवं विसंघटन प्रभार का रिग द्वारा खोदे गये पहले और अंतिम कुँओं के आधार पर आवस्तविक आवंटन जी ओ आई के पी पी को प्रभावित कर सकता है।

3.6.1.1.2. पी एम टी जे वी ने अपने उत्तर में लेखापरीक्षा को (जनवरी 2014) और एम ओ पी एन जी (जुलाई 2014) में कहा कि *यह मसला दिसम्बर 1994 में प्रारम्भ किये गये पी एस सी के बाद से ही पी एम टी जे वी के लेखों से सम्बन्धित है और इसलिए इसमें शामिल अवधि लेखापरीक्षा परिक्षेत्र से बाहर है। इसका उपयोग इसकी व्यवहारिकता और सुगमता के लिए किया जाता है चूँकि खुदाई, कार्यक्रमों में अक्सर परिवर्तन होता है और रिग प्रारम्भ में नियोजित किये गये समय से ज्यादा अवधि तक क्षेत्रों में रह सकते हैं। इसका प्रयोग इस उद्देश्य से नहीं किया जाता है कि जी.ओ.आई. का लाभ पैट्रोलियम हिस्सा कम हो चूँकि सैद्धांतिक रूप से यह आवंटन किसी भी तरह से हो सकता है। कोई भी आवंटन किसी भी तरह से हो सकता है। कोई भी आवंटन विधि किसी न किसी तरह से त्रुटिपुर्ण होती। पी एम टी जे वी अपनी आवंटन क्रियाविधि में अब परिवर्तन करने को विवेकपूर्ण नही मानती। पी एम टी जे वी के आवंटन का परिणाम सी ए जी द्वारा मांगे गये परिणाम से बहुत अधिक अलग नहीं था।*

3.6.1.1.3. पी एम टी जे वी का उत्तर स्वीकार करने योग्य नहीं है। पी एम टी जे वी ने रिग को दोनों ही पन्ना–मुक्ता एवं ताप्ती क्षेत्रों में लगाया है इसलिये रिग के संघटन एवं वियोजन को खोदे गये पहले एवं आखिरी कुँओं को आँवंटित करने के कारण इन दानों क्षेत्रों के बीच रिग की लागत का अनुचित आवंटन हुआ।

3.6.1.1.4. एम ओ पी एन जी ने (जुलाई 2014) में अपने उत्तर में कहा कि *संचित लागतों एवं संचित लाभ पैट्रोलियम पर पड़ने वाले प्रभावों पर भी विचार किया जाना चाहिए, इसका प्रभाव दो पी एस सी के अंतर्गत प्रतिशत हिस्से की विसंगति पर पड़ता है। एम ओ पी एन जी ने आगे कहा कि मुद्दा कॉन्ट्रेक्टर द्वारा अपनायी जाने वाली लेखा प्रक्रिया का है, जिसके संबंध में लेखापरीक्षा को केवल कॉन्ट्रेक्टर से ही स्पष्टीकरण माँगना चाहिए था।*

3.6.1.1.5. लेखापरीक्षा एम ओ पी एन जी से सहमत है कि इसका प्रभाव संचित रूप से होगा। यद्यपि विभिन्न ऑपरेटरों ने विभिन्न विधियों को अपनाया। लेखापरीक्षा का यह मत है कि एम ओ पी एन जी/डी जी एच को एक साझा स्वीकार्य विधि को बनाने के लिए मसले को संबोधित करे जिससे किजी. ओ.आई. के लाभ को बचाया जा सके।

3.6.1.2 *मध्य एवं दक्षिण ताप्ती क्षेत्र में यू एस 0.52 मिलियन डॉलर का अधिक व्यय निर्धारित किया गया*

3.6.1.2.1. जे वी द्वारा पन्ना–मुक्ता तथा मध्य एवं दक्षिण ताप्ती क्षेत्रों के बीच उभयनिष्ट व्यय को 50:50 के आधार पर आवंटित करता है। लेखापरीक्षा ने परियोजना कार्मिको से संबंन्धित खुदाई गतिविधि के लिए यू एस डॉलर 1.65 मिलियन मूल्य के व्यय के 809 उभयनिष्ठ मदों का पुनरीक्षण किया। यह पाया गया कि इसमें से यू.एस. डॉलर 1.37 मिलियन (कार्मिको पर कोई साझा व्यय का 83 *प्रतिशत*) पन्ना–मुक्ता तथा ताप्ती क्षेत्रों के बीच 50:50 के आधार पर आवंटित किया गया, जबकि क्षेत्र/परियोजना में प्रत्येक व्यक्ति के लिए वास्तविक समय पर की गई बुकिंग को प्रत्येक विभाग की मासिक समय लेखन पृष्ठो से आसानी से पहचाना जा सकता था। चूँकि पन्ना–मुक्ता तथा ताप्ती के लिए जी ओ आई पी पी अलग–अलग है, इसलिए 50:50 का आवंटन प्रत्येक क्षेत्र में बुकिंग को विकृत करेगा।

3.6.1.2.2. गलत बुकिंग के परिणामस्वरूप मध्य एवं दक्षिण ताप्ती क्षेत्रों में यू एस डॉलर 0.52 मिलियन की अधिक बुकिंग हुई जिसके कारण जी ओ आई पी पी को यू एस डॉलर 0.026 मिलियन (परिशिष्ट –II) का कम भुगतान हुआ।

3.6.1.2.3. पी एम टी जे वी ने लेखापरीक्षा को अपने उत्तर में (जनवरी 2014) और एम ओ पी एन जी (जुलाई 2014) में कहा कि *आवंटन की यह प्रक्रिया शुरू से लगातार उसकी व्यवहारिकता और सरलता के कारण प्रयोग किया जा रहा है विशेष रूप से चूँकि शामिल संबन्धित लागत सभी उभयनिष्ठ लागतों के विस्तृत आवंटन को बनाने में लगने वाले समय को स्पष्ट नही करती है। साझा लागत महत्वपूर्ण नही थी (कुल अनुबंध लागत का 3.3 प्रतिशत)। पी एम टी जे वी अपनी आवंटन क्रिया विधि में अब परिवर्तन करने को उचित नही मानता।*

3.6.1.2.4. पी एम टी जे वी का उत्तर स्वीकार करने योग्य नहीं है। चूँकि किये गये खर्च पन्ना–मुक्ता और ताप्ती अनुबंध क्षेत्रों से आसानी से पहचाने जाने योग्य थे, पी एम टी जे वी को उन्हें पन्ना–मुक्ता

और ताप्ती क्षेत्रों के बीच समान रूप से आवंटित करने की बजाय उसी के अनुसार बुक करना चाहिए था। अतः पी एम टी जे वी को जी ओ आई को पी एस सी के लेखा प्रक्रिया (ए पी) की धारा 1.7 के अनुसार अतिरिक्त दण्ड ब्याज देना चाहिए।

3.6.1.2.5. एम ओ पी एन जी ने (फरवरी 2014) में उत्तर मे कहा कि *'लेखापरीक्षा द्वारा पाये गये मध्य–दक्षिण ताप्ती एवं पन्ना–मुक्ता पी.एस.सी. के बीच खर्चे का कोई भी अनियमित आवंटन लेखापरीक्षा द्वारा चिहित की गयी धनराशि के लिए प्रतिकारी कार्यवाही के लिए लिया जाएगा।'*

लेखापरीक्षा सिफारिश 11 अभयनिष्ठ व्यय को उचित तरीके से पन्ना–मुक्ता तथा ताप्ती क्षेत्रों को तर्कसंगत रूपसे आवंटित किया जाना चाहिये जैसे कि किसी विशेष अनुबन्ध क्षेत्र में चिहिन्त किया जा सकने वाला वास्तविक व्यय या प्राथमिक गतिविधि पर व्यय के अनुपात में।

3.6.1.3 *पी.एस.सी के उल्लंघन में उपयोग नहीं किए गए उत्पादन इन्वेन्ट्री की 26.15 मिलियन यू. एस. डॉलर की लागत वसूली*

3.6.1.3.1. पी एस सी के ए पी के अनुच्छेद 3.1.8 (अ) के अनुसार, सूची में रखी गयी वस्तुएँ और उपकरण लेखों मे तभी दर्ज होगें जब उस वस्तु को सूची से हटा दिया जायेगा और पेट्रोलियम संचालनों मे प्रयोग किया जायेगा। तर्कसंगत सूचियों के लिये कॉन्ट्रेक्टर को लिबोर से एक *प्रतिशत* अधिक ब्याज दर पर ब्याज वसूल करने की अनुमति है। *लागतों को लेखा अभिलेखों और पुस्तकों में औसत लागत प्रणाली के आधार पर दर्ज किया जायेगा।*

3.6.1.3.2. हालाँकि, पी एस सी प्रावधान के विपरीत, कॉन्ट्रेक्टर पेट्रोलियम संचालनों में प्रयुक्त उत्पादन संबंधी वस्तुओं के वास्तविक उपयोग को बिना ध्यान में रखे खरीद की तिथि से ही लागत वसूल करता है। 31 मार्च 2012 को पी एम टी जे वी के पास यू एस डॉलर 26.15 मिलियन की (प्री–एस ए पी के पहले से जमा यानि कि अप्रैल 2005 से पहले–यू एस डॉलर 4.84 मिलियन) उत्पादन संबंधी वस्तुएँ थी जिनकी लागत वसूली की गई।

3.6.1.3.3. 31 मार्च 2012 को कुल वस्तुओं में से यू एस डॉलर 11.03 मिलियन की वस्तुओं का 4 वर्षों से अधिक प्रयोग नहीं किया गया था। पेट्रोलियम संचालनों मे बिना वास्तविक प्रयोग के उत्पादन संबंधी वस्तुओं की लागत वसूली ने जी ओ आई के पी पी अंश पर बुरा प्रभाव डाला।

3.6.1.3.4. पी एस सी के ए पी के अनुच्छेद 3.1.8 (अ) के अनुसार कॉन्ट्रेक्टर को पेट्रोलियम संचालनों में प्रयोग होने वाली तर्कसंगत उत्पादन वस्तुओं पर खरीद की तारीख से उपयोग होने तक के रख–रखाव की सम्बन्धित वित्तीय वर्षो से वस्तुओं को ढोने में आने वाली लागत की वसूली करते हुये वसूल की गयी अतिरिक्त पी पी से पी एस सी के ए पी के अनुच्छेद 1.7.3 के अन्तर्गत जी ओ आई को लिबोर से एक *प्रतिशत* अधिक ब्याज पर वापस करना चाहिये।

3.6.1.3.5. पी एम टी जे वी ने लेखापरीक्षा को (फरवरी 2014) और एम.ओ.पी.एन.जी. को (जुलाई 2014) के अपने उत्तर मे कहा कि :

1. *पेट्रोलियम संचालनों के लिये या उनके संबधित केवल नियन्त्रित परिसम्पत्तियों जैसे कि खुदाई करने वाली वास्तविक वस्तुएँ इन्वेन्ट्री हैं (परिशिष्ट सी का अनुच्छेद 4.2.1 (अ) देखें) इसके विपरीत, सी ए जी द्वारा निर्दिष्ट की गयी वस्तुएँ कम मूल्य की उपभोज्य वस्तुएँ है (जैसे*

रसायन,अतिरिक्त वाल्व, अपतर प्रयोग होने वाले विभिन्न उपकरणों के लिये रख–रखाव पुर्जे, नट एवं बोल्ट आदि) जिनका प्रयोग संचालनों एवं रख–रखाव में किया जाता है। प्रारम्भ से ही देखा गया कि पी एम टी जे वी की लेखा नीति इन उपभोज्य वस्तुओं के सापेक्ष में खर्च की गयी लागत को उत्पादन लागत के रूप में वसूलने और लागत को उपभोग पर वसूल न करके खरीद पर वसूलने की रही है। तदनुसार, पी एम टी जे वी ने इन वस्तुओं के रख–रखाव में आने वाली किसी भी लागत को वसूल नहीं किया है।

2. *पी एम टी जे वी ने यह सुनिश्चित करने का प्रयास किया कि ऐसी उत्पादन उपभोज्य वस्तुओं को ठीक–ठाक स्तर पर रखा जाये जिससे कि ऐसी वस्तुओं की अनुपलब्धता के कारण उत्पादन में होने वाली समय की बर्बादी को टाला जा सके। 2005 से परियोजना की गतिविधियों में वृद्धि के कारण सम्बद्ध विशिष्टताओं की उपभोज्य वस्तुओं में समानुरूप वृद्धि हुई। एल 1 बोली लगाने वालों को अनुबन्ध देने के कारण अतिरिक्त पुर्जों को अलग–अलग निर्माताओं से खरीदा जाता है। परिणामस्वरूप, उपकरण के प्रत्येक मॉडल के लिये अक्सर अलग अतिरिक्त पुर्जों की आवश्यकता होती है जिससे कि तुरन्त प्रयोग में लाने के लिये संचित की जाने वाली अतिरिक्त पुर्जों की संख्या में वृद्धि होती है।*

3.6.1.3.6. जवाब निम्नलिखित तथ्यो के कारण स्वीकार्य नहीं हैः

(i) पी एस सी में प्रावधान है कि वस्तु की लागत की वसूली वास्तविक उपभोग होने पर ही की जायेगी और खरीद के समय से वस्तु की लागत की वसूली सही नहीं है।

(ii) पी एस सी के परिशिष्ट सी के अनुच्छेद 3.1.8. (अ) में वस्तु का उपभोज्य या कम मूल्य की वस्तुओं के रूप में भेद नहीं किया गया है और पुनःदोहराया गया है कि सूची में रखी गयी वस्तु या उपकरण का खर्च तभी वसूल किया जायेगा जब उनका पेट्रोलियम संचालनों में प्रयोग हो।

(iii) दूसरे पी एस सी जैसे कि के जी– डी.डब्ल्यू एन–98/3 और राव्वा ने भी पेट्रोलियम संचालनों में प्रयोग के बाद ही वस्तु का खर्च की वसूली का प्रावधान किया था।

3.6.1.3.7. उत्तर में, एम ओ पी एन जी (फरवरी 2014 में) स्वीकार किया कि *उपभोग नहीं की गयी वस्तुओं को एग्रीमेंट लागत का भाग नहीं बनाया जाना चाहिये और इसकी लागत वसूली की अनुमति नहीं है। इस मसले को मैसर्स शार्प एण्ड टैनन द्वारा वर्ष 2005–06 एवं 2006–07 के लिये उठाया गया था जिसे लेखापरीक्षक की संशोधित गणना में बकायदा सम्बंधित किया गया था। इस प्रकार की गणना को यदि सी ए जी आने वाले वर्षों के लिये करता है तो इसे सही ढंग से सुधार लिया जायेगा।और आगामी वर्षों में सुधार के लिए सहमति हुई। ऑपरेटर द्वारा अनुबंध लागत में यदि वर्षवार वस्तुयें शामिल की गई हैं तथा यह लेखापरीक्षा द्वारा उपलब्ध कराई गई हैं तो यह आगामी वर्षों के लेखे में ठीक की जायेंगी।*

3.6.1.3.8. पी एम टी जे वी ने वर्ष 2008–12 से संबंधित वर्षवार उत्पादन इन्वैन्टरी के आंकडे उपलब्ध करवाये जबकि वर्ष 2006–08 से संबंधित आंकडे मांगने के बावजूद भी लेखापरीक्षा के अंतिम चरण तक भी ऑपरेटर द्वारा उपलब्ध नहीं कराये गये और इस तरह वर्ष 2008–09 में इन्वैन्टरी गतिविधि को आंका नहीं जा सका। वर्ष 2009 से 2012 के दौरन पन्ना–मुक्ता ओर ताप्ती अनुबंध क्षेत्र के वर्षवार उत्पादन इन्वैन्टरी गतिविधि (जैसा कि एम ओ पी एन जी द्वारा वांछित है) निम्न सारणी में दर्शायें गये है।

तालिका 21 : पन्ना–मुक्ता और ताप्ती अनुबंध क्षेत्र में उत्पादन इन्वैन्टरीगतिविधि

(मिलियन यू एस डॉलर में)

वर्ष	इन्वैन्टरीगतिविधि	
	पन्ना मुक्ता	ताप्ती
2009-10	2.64	1.59
2010-11	3.92	0.52
2011-12	1.49	1.22

लेखापरीक्षा सिफारिश 12 पी एम टी जे वी को यह सुनिश्चित करना चाहिये कि उत्पादन इन्वैन्टरीको लेखा में तभी दर्ज किया जाये जबकि यह समाग्री इन्वैन्टरी से हटा लिया गया हो तथा पेट्रोलियम संचालनों में इस्तेमाल कर लिया गया हो जैसा कि पी एस सी में प्रावधान है।

3.6.1.4 *अतिरिक्त ड्रिलिंग इन्वैन्टरी के रख–रखाव लागत की वसूली के कारण जी ओ आई को 0.09 मिलियन यू.एस डॉलर के राजस्व का नुकसान।*

3.6.1.4.1. पी एम टी–पी एस सी के अनुच्छेद 3.1.8 (ए) में वर्णित है कि *' जहाँ तक सम्भव हो एवं कार्यकुशल तथा किफायती संचालन के सापेक्ष में पेट्रोलियम संचालनों में प्रयोग के लिये केवल ऐसी वस्तुएँ कॉन्ट्रेक्टर द्वारा खरीदी या प्रदान की जायेंगी जिनकी उपयुक्त निकट भविष्य में प्रयोग की आवश्यकता हो और जहाँ तक सम्भव हो अतिरिक्त स्टॉक के संचयन को नहीं होने दिया जायेगा। इन्वैन्टरी में डाली गयी वस्तुओं एवं उपकरणों को लेखा में तभी दर्ज किया जायेगा जब ऐसी वस्तुओं को इन्वैन्टरी से हटा दिया जायेगा एवं पेट्रोलियम संचालनों में प्रयोग किया जायेगा। कॉन्ट्रेक्टर को इन्वैन्टरी में दी गयी तर्कसंगत वस्तुओं की ढोने के लिये लिबोर दर से एक प्रतिशत अधिक दर पर ब्याज वसूल करने की अनुमति हैं। लागतों को लेखा अभिलेखों एवं पुस्तकों में औसत लागत प्रणाली के आधार पर दर्ज किया जायेगा।*

3.6.1.4.2. पी एम टी जे वी ने फरवरी 2009 तक स्पेयरेबेल ड्रिलिंग इन्वैन्टरी के रख–रखाव खर्च 549843 यू एस डॉलर को वसूल कर लिया है जिससे की जी ओ आई पी पी पर यू एस डॉलर 90178 का प्रभाव पड़ा जिसका पी एस सी के ए पी के अनुच्छेद 1.7.3 के अनुसार देय ब्याज के साथ भुगतान किया जाना चाहियें।

3.6.1.4.3. पी एम टी जे वी ने एम ओ पी एन जी को (जनवरी/जुलाई 2014) उत्तर में कहा कि *बशर्ते कि आँकड़े की लेखा सत्यापन हो इससे लागत वसूली वापस हो जायेगी और तदनुसार जी ओ आई को अतिरिक्त लाभ पेट्रोलियम का भुगतान होगा। एम ओ पी एन जी ने अपने उत्तर (जुलाई 2014) में कहा कि इस मामले को कॉन्ट्रेक्टर के साथ सुलझाया जायेगा।*

3.6.1.5 *हेलिडेक और ट्रस को पेट्रोलियम संचालन में प्रयोग न करने के कारण 0.814 मिलियन यू एस डॉलर का निष्फल व्यय*

3.6.1.5.1. एन आर पी ओ डी परियोजना में, ताप्ती जे वी ने (मार्च 2006 में) ताप्ती कम्प्रैश्न एण्ड प्रोसेसिंग प्लैटफार्म (टी सी पी पी) डैक को बनाने के लिये मैसर्स लैम्परैल एनर्जी लिमिटेड दुबई को अनुबन्ध प्रदान किया। अनुबन्ध में टी सी पी पी प्रौसेस प्लैटफार्म में हेलिडेक और ट्रस का निर्माण एवं प्रस्थापन शामिल है। चूँकि डेक का भार डेरिक बार्ज लिफ्टिंग क्षमता से अधिक था, हेलिडेक और ट्रस को निर्माण यार्ड से अलग कर दिया गया था और उसे ओ एन जी सी के न्हावा आपूर्ति बेस पर 29 मई 2007 से 6 फरवरी 2009 तक इस आशय के साथ रखा गया था कि उसे बाद में प्रस्थापित किया जायेगा। फरवरी 2009 में, हेलिडेक और ट्रस को गुजरात के पीपवाव यार्ड में पुनः स्थापित किया गया और तब से यह पीपवाव यार्ड पर बेकार पड़ा है। हेलिडेक और ट्रस के लिये खर्च की गयी कुल भण्डारण लागत 0.814 मिलियन यू एस डॉलर थी (फरवरी 2009 से जनवरी 2014)।

3.6.1.5.2. पी एम टी जे वी ने (जनवरी 2014) लेखापरीक्षा तथा एम ओ पी एन जी (जुलाई 2014) को उत्तर में कहा कि *'हेलिडेक और ट्रस को ऊपर की तरफ से हटाये जाने के बाद उसे भण्डार में रखा गया। क्योंकि इस उपकरण के वैकल्पिक उपयोगों पर विचार किया जा रहा था, टी सी पी पी प्लैटफॉर्म पर इन सुविधाओं का पुनः प्रस्थापन किफायती नहीं है क्योंकि केवल इसी उद्देश्य के लिये लिफ्टिंग बार्ज को किराये पर लेना पड़ता। पी एम टी जे वी ने मई 2010 में ऑपरेटर बोर्ड को उपकरण के निपटान का प्रस्ताव रखा। ऑपरेटर बोर्ड ने 26 अप्रैल 2013 को हैलिडैक के निपटान को अनुमोदित किया।पी एम टी जे वी ने 19 अगस्त 2013 को ऑपरेटर बोर्ड को हटाने की प्रणाली प्रस्तावित की जिसे ऑपरेटर बोर्ड ने 29 मई 2014 अनुमोदित किया। हैलिडैक जी ओ आई को 11 जून 2014 को दिया गया था तथा जी ओ आई ने 17 जून 2014 को यह बताया कि उसे हैलिडैक की जरूरत नहीं है। पी एम टी जे वी अब पी एस सी के अनुसार उपकरण का निपटान करेंगेतथा प्रक्रिया अनुमानित 4–5 माह में पूरी हो जायेगी।पी एम टी जे वी ने उपकरण का निपटान के लिये लगातार प्रयास किये। जब हेलिडेक और ट्रस को बेच दिया जायेगा बिक्री कि धनराशि को जी ओ आई को प्रेषित कर दिया जायेगा जैसा कि प्रथा है कि उन उपकरणों एवं वस्तुओं जिनकी जरूरत नही होती तथा बेच दिया जाता है।'*

3.6.1.5.3. यह सच है कि हेलिडेक और ट्रस को उसके हटाये जाने के लगभग सात (7) साल बाद तक पी एम टी जे वी द्वारा प्रयोग नहीं किया गया।पी एम टी जे वी के जवाब से यह पाया गया कि निपटान की प्रक्रिया में अनुचित रूप से विलंब हुआ क्योंकि बी जी ई पी आई एल का मई 2010 का प्रस्ताव ऑपरेटर बोर्ड द्वारा केवल अप्रैल 2013 में अनुमोदित किया गया और निपटान की प्रक्रिया केवल मई 2014 में अनुमोदित की गई। देरी के कारण, उपकरण की अवस्था खराब होगी और भण्डार का व्यय बढ़ाने के अलावा जी ओ आई को कम मूल्य की प्राप्ति होगी।

3.6.1.5.4. एम ओ पी एन जी ने अपने उत्तर में कहा (जून 2014) कि *लेखापरीक्षा आपत्तियाँ कॉन्ट्रेक्टर को सूचित कर दी गई हैं। कॉन्ट्रेक्टर के जवाब के आधार पर उपचारित कार्य किया जायेगा।*

3.6.2 अनुबन्ध प्रणालियों एवं अनुबन्ध कार्यान्वयन में कमियाँ

3.6.2.1 *रिलायन्स इण्डस्ट्रीज लिमिटेड (आर आई एल) से आवंटन के आधार पर अधिक महँगे डी डी– 4 रिग को किराये पर लेने के कारण अधिक व्यय*

3.6.2.1.1. जून 2006 में, पी एम टी जे वी ने खुदाई के रिग को किराये पर लेने के लिये मैसर्स एन्सको मारटाइम के साथ चल रहे दो विद्यमान अनुबन्धों को आगे बढ़ा दिया। जहाँ एन्सको 53 रिग के लिये अनुबन्ध को एक वर्ष के लिये दिसम्बर 2007 तक आगे बढ़ाया गया वही एन्सको 50 रिग के लिये अनुबन्ध को दो वर्षों के लिये दिसम्बर 2008 तक बढ़ाया गया। इन दोनो अनुबन्धों मे समान नियमों एवं शर्तों पर आपस में तय की गई दर पर और एक वर्ष के लिये विस्तार का विकल्प था। अवधि खत्म होने के बाद, एन्सको 53 रिग के लिये किये गये अनुबन्ध को पी एम टी जे वी द्वारा सितम्बर 2008 तक बढ़ाया गया। उसके बाद आने वाली अवधि की आवश्यकता के लिये पी एम टी जे वी ने (मार्च/अप्रैल 2008) में एक निविदा आमन्त्रित की जिसमें मैसर्स ग्रेट शिप (एल 1 बोली लगाने वाले) ने (सितम्बर 2008) 185000 यू एस डॉलर की संचालन दर प्रतिदिन पर निर्धारित 31 मार्च 2009 को एच यू एल एल बी 294 रिग को प्रस्थापित करने का प्रस्ताव रखा। मैसर्स एन्सको मारटाइम ने निविदा विषय के अन्तर्गत एल 1 बोली लगाने वाले द्वारा रिग लगाये जाने तक (मार्च 2009 तक) अल्पकालिक आवश्यकता को पूरा करने के लिये 162500 यू एस डॉलर प्रतिदिन की संचालन दर पर एन्सको 50 रिग (जिसे की पहले ही दिसम्बर 2008 तक की वैधता के साथ पी एम टी क्षेत्र में लगा दिया गया था) को लगाने का प्रस्ताव रखा। इसी बीच जे वी के भागीदार आर आई एल ने (अक्टूबर 2008) डी डी–4 रिग का प्रस्ताव रखा जिसे उसने मैसर्स डीप ड्रिलिंग[76] से किराये पर लिया था और स्टैण्डबाई पर था। पी एम टी जे वी ने (अक्टूबर 2008) एंन्सको 53 रिग को हटाने के बाद गैप को कम करने के लिये 197000 यू एस डॉलर प्रति दिन की संचालन दर पर छःमाह की प्राथमिक अवधि के लिये आर आई एल से आवंटन आधार पर डी डी–4 रिग को किराये पर लिया। अक्टूबर 2008 से अप्रैल 2009 की अनुबन्ध अवधि के दौरान, डी डी–4 ने पन्ना–मुक्ता अनुबन्ध क्षेत्र में 5 इनफिल कुएँ खोदे।

3.6.2.1.2. लेखापरीक्षा ने यह पाया कि

(i) पी एम टी जे वी ने एम सी से खुदाई कार्यक्रम को अनुमोदित कराये बिना पन्ना–मुक्ता अनुबन्ध क्षेत्र में 5 इनफिल कुएँ खोदे। बाद में कार्ययोजना कोएम सी द्वारा अक्टूबर 2010 में अनुमोदित किया गया।

(ii) पी एम टी जे वी द्वारा डी डी–4 रिग के लिये भुगतान की गयी चार्टर किराये की रकम प्रचलित बाजार दर से अधिक थी तथा मार्च/अप्रैल 2008 में प्रस्तावित निविदा की दर से अधिक थी। 'रिग प्वॉइन्ट फिक्सचर्स' से डाउनलोड किये गये आँकड़ों ने दर्शाया कि अधिकतर ई एण्ड पी ऑपरेटरों ने सितम्बर से दिसम्बर 2008 की अवधि के दौरान समान तरीके के रिगों को 85000 यू.एस डॉलर से 146000 यू एस डॉलर तक प्रतिदिन किराये पर लिया था।

(iii) 2009–10 के खुदाई क्रियाओं के लिये बाद में (दिसम्बर 2008) आमन्त्रित की गयी निविदा में मैसर्स प्रीमियम ड्रिलिंग (एल 2 बोली लगाने वाले) ने डी डी–4 को 149000 यू एस डॉलर प्रतिदिन (जिसे 145000 यू एस डॉलर प्रतिदिन संशोधित किया गया था) पर कम चार्टर किराये दर पर देना प्रस्तावित किया। हालाँकि, अनुबन्ध को नौ माह की अवधि के लिए रिग

---

[76]12 महानों की फर्म अवधि के लिए किराए पर लेना जो कि 26 नवन्बर 2007 से प्रभावी था जिसमें 6 महीने प्रत्येक की दो अवधियों में अनुबंध की अवधि विस्तारित करने का विकल्प था।

एन्सको 53 के लिए 105000 यू एस डॉलर प्रतिदिन पर मैसर्स ऐन्सको (एल 1 बोली लगाने वाले) को (मार्च 2009) प्रदान किया गया।

(iv) ऑपरेटर बोर्ड की बैठक (2 दिसम्बर 2008) में, ओ एन जी सी ने सुझाव दिया कि वर्तमान बाजार की स्थिति (तेल के गिरते हुये मूल्य) में , सेवाओं और वस्तुओं की दरें कम होने की सम्भावना थी। 2008–09 के दौरान, अप्रैल 2008 में अन्तर्राष्ट्रीय कच्चे तेल के दाम में 103.4 यू एस डॉलर (दुबई क्रूड) एवं यू एस डॉलर 109 (ब्रैण्ट क्रूड) प्रति बैरल से मार्च 2009 में क्रमशः 45.6 यू एस डॉलरएवं 46.5 यू एस डॉलर प्रति बैरल की भारी गिरावट दर्ज की गयी।

(v) इस प्रकार आर आई एल रिग को आंवटन आधार पर अधिक दर पर किराये पर लेने के कारण जे वी ऑपरेशन्स को यू एस 6.49 मिलियन डॉलर की अतिरिक्त लागत आयी (4.07 मिलियन –34500 यू.एस. डॉलर X 118 दिन 1 जनवरी 2009 से 28 अप्रैल 2009 तक किराय शूल्क पर तथा 2.42 मिलियन यू.एस. डॉलर रिग डी.डी.–4 के मोबीलाइजेशन शुल्क पर)जिसके परिणामस्वरूप जी ओ आई पी पी पर लगभग 1.00 मिलियन यू एस डॉलर का प्रतिकूल प्रभाव पड़ा।

3.6.2.1.3. पी एम टी जे वी ने लेखापरीक्षा (जनवरी 2014) व एम ओ पी एन जी (जुलाई 2014) को अपने जवाब में कहा कि

(i) *रिग को न्यायसंगत पूर्वानुमानित से खुदाई के कार्यक्रम के आधार पर कार्य योजना में विशिष्ट कुँओं की खुदाई के अनुमोदन से पहले किराये पर लिया जाता है जिससे कि उपयुक्त रिगप्राप्त हो, खुदाई कार्य योजना का श्रेष्ठतम अनुपालन हो और अधिकतम हाइड्रोकार्बन का उत्पादन हो।*

(ii) *इन कुँओं के लिए संशोधन बजट ओ बी संकल्प के द्वारा दिनांक 10 अक्तूबर 2008 को प्रस्तुत किया गया जिसे डी जी एच ने 14 अक्तूबर 2008 को अनुमोदित किया।*

(iii) *पी एम टी जे वी ने दो रिग संचालन के लिए निविदा दी थी क्योंकि इन दो रिगों के लिए एक ड्रिलिंग कार्ययोजना सुनिश्चित थी। अतः इनस्को 50 के किराये पर लिए जाने के बावजूद भी रिग डी.डी.4 किराये पर लिया जाता तथापि डी.डी–4 हमेशा इनस्कों 50 के लिए अलग कुँओं का छेदन करता। पी एम टी जे वी ने रिग डी.डी.4 के प्रतिस्थापन के बावजूद भी रिग इनस्को 50 के विस्तार के लिए प्रयास किया, हालांकि ऐसा न करने का निर्णय किया क्योंकि इनस्को 50 डायरेक्टर जनरल ऑफ शिपिंग के परिपत्र का अनुवर्ती नहीं था। आगे, उस समय नोबल डेन्टन एण्ड ऐशोसियेटस (मैरिन वारंटी सर्वेयर) ने 2009 मानसून क्षेत्र के लिए इनस्को 50 या 53 को मान्य नहीं किया।*

(iv) *2008 के क्वार्टर 1 तक यह स्पष्ट हो गया कि 2009 के मानसून के पहले की खुदाई विण्डो (अक्टूबर 2008 से अप्रैल 2009) के प्रयोग में साइट पर अपर्याप्त रिग होंगे क्योंकि उस समय किराये पर ली गई एक रिग (ऐन्सको 53) के रख–रखाव (ड्राई डॉकिंग) की योजना थी। इसलिये उस ड्रिलिंग विण्डो का उपयोग करने के लिये पी एम टी जे वी ने मार्च 2008 के अन्त में उस अवधि के लिये उपयुक्त रिग को किराये पर लेने के लिये निविदा आमंत्रित की । अप्रैल 2009 से पहले कोई भी उपयुक्त रिग उपलब्ध नहीं थी जिसका अर्थ यह है कि मॉनसून*

से पूर्व खुदाई की विण्डो खो चुकी होगी। इसलिये पी एम टी जे वी ने आवंटन आधार पर आर आई एल से 'डीप ड्रिलर 4' रिग को किराये पर लेने का निश्चय किया जोकि 2008 अक्टूबर मध्य से उपलब्ध था। यदि पी एम टी जे वी किसी और रिग की उपलब्धता की प्रतीक्षा करता तो, डी डी –4 द्वारा ड्रिल किए गए इनफिल कुँओं से नवम्बर 2008 से जून 2010 तक उत्पन्न 138 मिलियन यू एस डॉलर राजस्व स्थगित हो जाता संगत डब्ल्यू पी एण्ड बी में कुँए शामिल करने या न करने की परवाह किए बिना।

(v) *सितंबर 2008 से अंर्तराष्ट्रीय मूल्यों में कमी आनी शुरू हुई। रिगों का बाजार न केवल तेल के मूल्यों पर बल्कि अन्य कई तत्वों जैसे रिगों की आपूर्ति और मांग विशेषतः एक निश्चित क्षेत्र पर निर्भर करती है।*

(vi) *डी डी–4 रिग के 197,000 यू एस डॉलर की सहमत संचालन दिवस दर उस समय के बाजार की प्रचलित स्थिति के संगत थी जैसे कि उदाहरणार्थ, अक्टूबर 2008 में आमन्त्रित की गयी निविदा के उत्तर में ग्रेट शिप (एच यू एल एल बी 294) द्वारा प्रस्तावित रिग की जो केवल अप्रैल 2009 से उपलब्ध थी की एक संचालन दिन दर यू एस डॉलर 185,000 थी (24 महीने का अनुबंध)। इसलिये यह सही नही हैं कि सहमत रिग की दर अक्टूबर 2008 को बाजार की प्रचलित दर से अधिक थी। लेखापरीक्षा द्वारा उल्लिखित रिग की कम दरें अक्टूबर 2008 के बाद की अवधि से सम्बन्धित है जब विश्व में तेल की कीमतें आश्चर्यजनक रूप से घटी थीं।'*

(vii) *सितंबर से दिसंबर 2008 के बीच की अवधि में हिंद महासागर और उसके आस–पास के क्षेत्रों से जैक–अप रिगों के लिए रिग प्वाईट आंकड़े दर्शाते है कि रिग दरें 109000 यू.एस. डॉलर से 225000 यू.एस. डॉलर प्रतिदिन की श्रेणी के बीच थी। ऑकडों में विविध अवधि के अनुबंध शामिल थे जैसे कि एक कुआ अनुबंध के लिए 165,068 यू.एस. डॉलर प्रतिदिन से 130,000 यू एस डॉलर प्रतिदिन का अनुबंध चार वर्षों के लिए। क्षेत्र में रिगों के लिए उच्च रिग दरें अप्रत्याशित नहीं थीं, विशेषतः वह जो कि रिग में अंर्तराष्ट्रीय कमी से पहले सहमत हुई थी स्पष्ट थी क्योंकि मई 2008 की आने वाले वर्षों में भारतीय रिग बाजार में कम आपूर्ति की हानि को वहन करने की आशंका थी (जैसा कि ओ डी एस पैट्रोडाटा–रिग पोईन्ट डाटा का सेवा प्रदाता ने एक अंतराष्ट्रीय रिग रिपोर्ट में बताया)। यह नोट किया गया कि ओ डी एस पैट्रोडाटा रिग प्वाइंट आंकड़े यह नहीं दर्शाते है कि वह क्या अनुबंधीय शर्तों थी जिसके अनुसार मूल्य सहमत हुए होते तथा वह हमेशा पूर्णतः सटीफ नहीं है (जैसा कि डी.डी.4 अनुबंध विवरण में दर्शाया गया है।)*

(viii) *रिग प्वांइट डाटा में शामिल रिगस की प्रचलित दरों में मोबिलाइजेशन/डी मोबिलाइजेशन शुल्क सम्मलित नहीं था जोकि प्रचुर हो सकता है। पी एम टी जे वी को रिग डी डी–4 को किराये पर लेने हेतू मोबिलाइजेशन शुल्क देने की आवश्यकता नहीं थी। राउन मिस्सीसिपी ने डी डी4 के लिए नीलामी में मोबिलाइजेशन/डी मोबिलाइजेशन फीस की बोली से यू एस 19.99 मिलियन डॉलर अधिक बताईं। इससे स्पष्ट होता है कि 61233 यू एस डॉलर प्रति दिन की अतिरिक्त लागत, से एक वर्ष के अनुबंध के लिए हुआ। जबकि ग्रेट शिप, जोकि एल–1 बोली धारक था, की लागत यू एस डॉलर 191479 प्रति दिन, एक वर्ष के अनुबंध के लिये होता।*

3.6.2.1.4. पी एम टी जे वी का उत्तर निम्नलिखित कारणों से संतोषजनक नही है:

(i) जे ओ ए के खण्ड 6.8 (बी) 1 के अनुसार, पूँजी अनुबन्धों की प्रणाली में यह उल्लिखित है कि पूँजी अनुबन्धों से सम्बन्धित गतिविधियाँ केवल डब्ल्यू पी एवं बी के अनुमोदन के बाद ही प्रारम्भ की जायेंगी। इसलिये,डिलिंग कार्यक्रम के लिये बिना प्रचालन समिति(डी जी एच) की आवश्यक मंजूरी लिये बिना आवंटन आधार पर डी डी–4 रिग को किराये पर लिया जाना पी एम टी जे वी की अनुबन्धिक प्रणाली के अनुसार नहीं था। 19 दिसम्बर 2008 की ओ बी सभा में यह कहा गया कि यह सुनिश्चित किया जाय कि आर आई एल के जे वी हिस्सेदारी ने कहा था कि किसी भी कार्यक्रम के लिए सभी अनुबंध केवल कार्य योजना व बजट के एम सी अनुमोदन के बाद ही प्रदान किए जाने चाहिए।

(ii) डी जी एच ने 14 अक्टूबर 2008 के पत्र द्वारा केवल इन कूँओं को तकनीकी–वाणिज्यिक रूप से सक्षम मानकर अनुमोदित किया और इनको डब्ल्यू पी एंड बी, 2009–10 में शामिल करने का सुझाव दिया। इन कूँओं का बजट डी डी एच ने 14 अक्टूबर 2008 को अनुमोदित नहीं किया जैसा कि ऑपरेटर का दावा था। वास्तविक अनुमोदन अक्टूबर 2010 में ही किया गया।

(iii) पी एम टी जे वी के पास 2008–09 मे दो रिंगस के प्रतिस्थापन हेत पर्याप्त ड्रिलिंग कार्यक्रम, नहीं था जैसा कि पी एम टी जे वी की 2 दिसम्बर 2008 की ओ बी बैठक में लिये गये निर्णय से पता चलता है जोकि एनस्को 50 को डब्ल्यू पी एंड बी 2008–09 के अंतर्गत सीमित संख्या में अनुमोदित शेष कार्य रह जाने के संदर्भ में डी–हायर करने हेतू की गई थी।

(iv) ऑपरेटर का दावा था कि एनस्को 50, डी जी एस के परिपत्र (जुलाई 2008) का अनुपालक नहीं था और इसीलिये इसे अक्टूबर 2008 में किराये पर नहीं लेने को नवम्बर 2008 में पुनः ऑपरेटर द्वारा किराये पर लेने हेतु विचार करने के संदर्भ में देखा जाना चाहिये। इसके अतिरिक्त डी जी एस का परिपत्र जोकि ऑपरेटर द्वारा उल्लेखित किया गया है, वह शर्तो का शिथिलिकरण था, ना कि उसका कड़ा बाध्यकरण था। निकास सम्मेलन के दौरान (जुलाई 2014), पी एम टी जे वी से अनुरोध किया गया कि एनस्को 50 को अयोग्य घोषित करने का दस्तावेज प्रमाण हेतु प्रस्तुत करें जोकि उपलब्ध नहीं कराया गया। इसके अतिरिक्त नोबल डेनटन एंड एसोसिएट द्वारा एनस्को 50 को 2009 मानसून स्थान के लिये अयोग्य धोषित करना जैसा कि ऑपरेटर ने कहा, वह विशिष्ट रूप से पी के स्थान की ड्रिलिंग हेतु विशिष्ट था। यह स्थान डी डी–4 द्वारा ड्रिल नहीं किये गये तथा केवल मई 2009 से नवम्बर 2009 तक ड्रिल किये गये।

(v) पन्ना में 5 इनफिल कुओं की खुदाई को 2008–09 के लिये अनुमोदित डब्लू पी एण्ड बी में शामिल नहीं किया गया। इस प्रकार पी एम टी जे वी का यह तर्क था कि पन्ना इनफिल कुओं की खुदाई में राजस्व को विलम्ब से बचाने के लिये डी डी–4 पुर्जे को किराये पर लेना जरूरी था, स्वीकार्य नही है।

(vi) सितम्बर और दिसम्बर 2008 के मध्य हिंद महासागर में और उसके आस–पास का जैक–अप रिगस का रिग प्वाइंट–डाटा जोकि पी एम टी जे वी द्वारा प्रस्तुत किया गया, से यह पता

चलता है कि 6 माह के लिये किराये के लिये रिग–दर (जैसा कि डी डी–4 में अनुबंध किया गया) की श्रेणी यू एस डॉलर 109000 से यू एस डॉलर 122000 प्रतिदिन थी। इसके अतिरिक्त ओ एन जी सी ने अक्टूबर 2008 में वैसे ही रिग्स किराये पर लिये और इसकी दैनिक दर यू एस डॉलर 162090 (ग्रेट ड्रिल चेतन) और यू एस डॉलर 162470 (नोबल जार्ज मैकलियोड) और यू एस डॉलर 147501 (ग्रेट ड्रिल चित्र) की श्रेणी में नवम्बर 2008 में किराये पर लिये गये।

(vii) एनस्को 50 के अनुबंध का विस्तार बिना अतिरिक्त भार, रिग मोबिलाइजेशन और डी मोविलाइजेशन हेतु किया गया जबकि पी एम टी जे वी ने डी डी4 के लिए यू एस डॉलर 2.42 मिलियन के रिग मोबिलाइजेशन का भुगतान किया। डी मोबिलाइजेशन दरों के लदान के पश्चात, डी डी–4 की संचालित दैनिक दर की गणना, 209284 यू एस डॉलर प्रति दर हुई जो कि एनस्को 50 के 162500 यू एस डॉलर प्रतिदिन के प्रस्ताव की तुलना में उच्च था।

3.6.2.1.5. इस प्रकार महँगे डी डी–4 रिग को किराये पर लेने के कारण यू एस 6.49 मिलियन डॉलर का अतिरिक्त व्यय हुआ (यू एस 4.07 मिलियन डॉलर–यू एस डॉलर 34500*118 दिन, 1 जनवरी 2009 से 28 अप्रैल 2009 तक किराये की रकम और यू एस 2.42 मिलियन डॉलर डी डी–4 रिग का संघटन शुल्क) और परिणामस्वरूप जी.ओ.आई. पर यू एस 1.00 मिलियन डॉलर (लगभग) का प्रतिकूल प्रभाव पड़ा।

3.6.2.1.6. एम ओ पी एन जी ने अपने उत्तर में कहा (जुलाई 2014) *लेखापरीक्षा अपवाद को कॉन्ट्रेक्टर को सूचित कर दिया गया है। सी ए जी अपनी अंतिम रिपोर्ट में यह सिफारिश कर सकती है कि कॉन्ट्रेक्ट की लागत में से इस राशि को अस्वीकृत कर, कॉन्ट्रेक्टर के उत्तर, यदि कोई हो तो, को ध्यान में रखने के बाद।*

3.6.2.1.7. एक संबंद्व, जो कि आर आई एल है, से अनुचित रिग्स को किराये पर लेने के प्रभाव पर टिप्पणी की गई है। जी ओ आई को कॉन्ट्रेक्ट की लागत में से इसे अस्वीकृत करने के संबंध में विचार करना चाहिये।

3.6.2.2 *नामांकन आधार पर अनुबन्ध प्रदान करना*

(A) सुविधाओं की पुनःस्थापना

3.6.2.2.1. एस डब्लू पी परियोजना के बन्द होने के बाद (जैसा कि पैरा 3.6.4.1 में बताया गया है), पी एम टी जे वी ने अपनी सुविधाओं को पी एल स्थान पर स्थानान्तरित करने का निर्णय किया। पी एम टी जे वी ने मार्च 2010 में नामांकन आधार पर इन सुविधाओं को पुनःस्थापित करने के लिये मैसर्स स्वाइबर (पी के और एस डब्लू पी प्लैटफार्मों के प्रस्थापन के लिये पहले से कार्यरत कॉन्ट्रेक्टर) के साथ एक समझौता किया। यह पाया गया कि परिवहन एवं स्थापन के लिये वास्तविक लागत अनुमानित लागत से काफी अधिक थी।

3.6.2.2.1.1. अगस्त 2008 में निर्मित किये गये लागत अनुमान ने यू एस 15.8 मिलियन डॉलर की कुल लागत (संघटन एवं विघटन के लिये यू एस 6.0 मिलियन डॉलर को सम्मिलित करते हुये) इंगित की। इसके विपरीत वास्तविक अनुबंधित कीमत यू एस 35.98 मिलियन डॉलर (यू एस 29 मिलियन

डॉलर प्रस्थापन के लिये एवं यू एस 6.98 मिलियन डॉलर परिवहन के लिये) थी जो कि दुगनी से अधिक थी। इसके अतिरिक्त, कार्य को मैसर्स स्वाइबर के साथ निविदा के स्थान पर जो कि पी एस सी में अनिवार्य है, समझौते के आधार पर प्रदान किया गया था।

3.6.2.2.1.2. पी एम टी जे वी ने लेखापरीक्षा (फरवरी 2014) और एम ओ पी एन जी (जुलाई 2014) को अपने उत्तर में कहा कि

- *यू एस 9.8 मिलियन डॉलर की परिवहन एवं प्रस्थापन की लागत सही नहीं है। यह अनुमान पी एल पी ओ डी से मिलता है जो कि अपेक्षित लागत का मात्र एक पूर्वानुमान था।*
- *चूँकि सामग्री स्वाइबर की देख–रेख में थी इसलिये पी एम टी जे वी ने अनुबंध प्रदान करने में समय को न्यूनतम करने के लिये एवं संशोधनों को लागू करने के लिये स्वाइबर को नियुक्त किया, यह चिन्ता थी कि अनुबंध के अपूर्ण क्षेत्र को लेकर वर्तमान में लागू अनुबंध में स्वाइबर के साथ विवाद हो सकता है एवं स्वाइबर से की विस्तृत पैमाने पर भण्डारण लागत को खर्च कराने की कोई इच्छा नहीं थी।*
- *यू एस डॉलर 26.5 मिलियन की लागत लग जाती यदि एस डब्ल्यू पी–पी के अनुबंध और वास्तविक उपयोग की विभेदी दरों का प्रयोग करते हुए पी एल की स्थापना की जाती।*
- *पूर्व अनुबंध के अन्तर्गत एस डब्लू पी एवं पी के प्लेटफॉर्म और पाइपलाइनों के प्रस्थापन के लिए मान्य यू एस डॉलर 26.5 मिलियन की तुलना में यू एस डॉलर 29 मिलियन की अनुबंध कीमत तर्कसंगत है।*

3.6.2.2.1.3. उत्तर स्वीकार्य नहीं है क्योंकि पी एल प्लैटफॉर्म के लिये प्राक्कलन को एस डब्लू पी और पी के प्लेटफार्म के लिए प्राप्त की गयी निविदा की दरों के आधार पर बनाया गया था। सितम्बर 2008 में एस डब्ल्यू पी–पी के हेतु अनुबंध स्वाइबर को प्रदान किया गया जिसका प्राक्कलन एल–1 था। यू एस 26.5 मिलियन डॉलर की प्रस्थापन लागत दो प्लैटफॉर्म (एस डब्लू पी और पी के) और दो पाइपलाइन के लिये था और इसलिये इसकी तुलना एक पी एल प्लैटफॉर्म से नहीं की जा सकती है।

3.6.2.2.1.4. एम ओ पी एन जी ने अपने उत्तर में (जुलाई 2014) कहा कि *लेखापरीक्षा कि आपत्तियों को कॉन्ट्रेक्टर को सूचित कर दिया गया है। सी ए जी अपने अंतिम प्रतिवेदन कॉन्ट्रेक्टर के उत्तर, ध्यान में रखने के पश्चात्यदि कोई हो तो,में यह सिफारिश करे कि कॉन्ट्रेक्टर की लागत में से यह राशि अस्वीकृत की जाये, को । प्रस्तावित निविदा–प्रक्रिया का अनुपालन न करने पर, लेखापरीक्षा में टिप्पणी की गई है।* कॉन्ट्रेक्ट बिना प्रतिस्पर्धा के दिया गया और दरें भी समान कार्यों की तुलना में उच्च पाई गई। जैसाकि कोई मूल्य की खोज नहीं की गई, लेखापरीक्षा वर्तमान मामले में इसके प्रभाव को मूल्यांकित करने में असमर्थ है।

(B) विस्तृत योजना और खरीद सहायता

3.6.2.2.2. क्रियाविधि सी' के अन्तर्गत जे ओ ए की अनुच्छेद 6.8 के अनुसार, यू एस 3 मिलियन डॉलर से ज्यादा के अनुबन्धों के लिये डब्लू पी बी के अनुमोदन की आवश्यकता होती है और वस्तुओं एवं सेवाओं की आवश्यकता को निर्श्चित करते हुये जे वी निविदा दस्तावेज बनायेगा और दैनिक भारतीय समाचार पत्र में प्रस्तावित अनुबन्ध के लिये उन विक्रेताओं को, जिन्हे पहले सफल घोषित नहीं किया गया था, निविदा आमंत्रित करेगा एवं उसी के अनुरूप निविदा निकालेगा।

3.6.2.2.2.1. पी एम टी जे वी ने यू एस 3 मिलियन डॉलर के अधिकतम मूल्य के साथ दक्षिण ताप्ती क्षेत्र के विस्तार के लिये नामांकन आधार पर दिसम्बर 2005 में एन आर पी ओ डी को लागू करने में विस्तृत डिजाइन एवं प्राप्ति सहायता के लिये मैसर्स रनहिल वर्ले (आर डब्लू) को लैटर ऑफ इन्टैन्ट (एल ओ आई) जारी किया। छः महीने के भीतर, अनुबन्ध की रकम को यू एस डॉलर 8.5 मिलियन संशोधित किया गया और इस संशोधन द्वारा बढ़ायी गयी रकम का अभिलेखों में कोई भी कारण दर्ज नहीं है। (एन ओ ए) यू एस 8.5 मिलियन डॉलर आवंटन की सूचना (मई 2006) जारी की गई।

3.6.2.2.2.2. यू एस 8.5 मिलियन डॉलर के एन ओ ए के 30 अगस्त 2006 को हस्ताक्षर किये गये अनुबन्ध में यू एस 8.63 मिलियन डॉलर की कुल प्रतिपूर्ति इंगित है। इस प्रकार के परिवर्तन के लिये कोई भी कारण अभिलेखों में नहीं पाये गये।

3.6.2.2.2.3. आर डब्लू ने अप्रैल 2006 में 15 *प्रतिशत* प्रति व्यक्ति घण्टा दर में संशोधन का दावा किया जो कि 1 जुलाई 2006 से प्रभावी था। मई 2006 में जारी किये गये एन ओ ए में इस पर विचार नहीं किया गया लेकिन बी जी ई पी आई एल द्वारा मार्च 2007 में अनुबन्ध की लागत में बढ़ोत्तरी के साथ जो कि 1 जुलाई 2006 से पूर्व प्रभावी थी, एकतरफा अनुमोदित कर दिया गया (बिना समूह या ओ बी द्वारा विचार किये हुये)। केवल इस बढ़ी हुई स्टाफ लागत से ही यू एस 0.86 मिलियन डॉलर की बढ़ोत्तरी दर्ज हुई।

3.6.2.2.2.4. बी जी ई पी आई एल ने यू एस 2.03 मिलियन डॉलर के परिवर्तन आदेश भी जारी किये जिसमे कार्य के लिये यू एस 0.66 मिलियन डॉलर भी शामिल था जो कि ओ बी द्वारा अनुमोदित नहीं था। यह पी एस सी के नियमों के अनुरूप नहीं था जिसमें यह प्रावधान है कि यू एस डॉलर 50,000 या अवार्ड के मूल्य का 10 *प्रतिशत* (जो भी कम हो) से अधिक सारे परिवर्तन आदेशों को ओ बी के पास अनुमोदन के लिये भेजा जायेगा।

3.6.2.2.2.5. इस प्रकार, यू एस 3 मिलियन डॉलर के कार्य के प्रारम्भिक अवार्ड मूल्य के विपरीत आर डब्लू को यू एस डॉलर 12.16 मिलियन का भुगतान किया गया। चूँकि कार्य को नामांकन आधार पर प्रदान किया गया था, कीमत की खोज नहीं की गयी थी। इसके अतिरिक्त, यह तरीका जे ओ ए के नियमों की शर्तों के अनुकूल नहीं था।

3.6.2.2.2.6. पी एम टी जे वी ने लेखापरीक्षा (फरवरी 2014) एवं एम ओ पी एन जी (जुलाई 2014) को उत्तर में कहा कि उठाये गये मसले पी एम टी जे वी के संचालन प्रदर्शन के विषयों से सम्बन्धित थे और जे ओ ए में उल्लिखित पी एम टी जे वी के घटकों के दायित्व हैं; जी ओ आई, जे ओ ए में पक्ष नहीं है और ये मसले सी एण्ड ए जी लेखापरीक्षा के क्षेत्र/पुनरीक्षण से बाहर है। यद्यपि, जे वी ने निम्नलिखित उत्तर दिया:

- *'अभियान्त्रिकी एक आवश्यक गतिविधि थी जिसे मार्च 2006 तक समाप्त हो जाना चाहिये था और इस समयावधि को केवल आर डब्लू का प्रयोग करके ही पूरा किया जा सकता था, जो कि डिजाइन आधार, संरचना चित्र और खरीद इतिहास से एफ ई ई डी अनुबंध के कारण परिचित था।*

- *बोली लगाने वालों को चिन्हित करने के लिये दैनिक भारतीय राष्ट्रीय समाचार–पत्र का प्रयोग करने के अलावा जे ओ ए में दी गयी प्रक्रियाओं का पालन किया गया। पी एम टी जे वी ने यह भी कहा कि यद्यपि एल ओ आई को ऑपरेटर बोर्ड के अनुमोदन से दस दिन पहले जारी कर दिया गया था, ऑपरेटर बोर्ड के सदस्यों को इसके लागू होने का ज्ञान था चूँकि लागत प्राक्कलन के बारे में ऑपरेटर बोर्ड को 8 दिसम्बर 2005 को बता दिया गया था। इसके अतिरिक्त, पी एम टी जे वी के भागीदारों ने इस एल ओ आई के जारी होने से कोई विवाद खड़ा नहीं किया।*

- *पी एम टी जे वी इस बात से सहमत नहीं हैं कि अनुबन्ध लागत की सही तरह से गणना नहीं की गयी। आर डब्लू के साथ किया गया अनुबन्ध घण्टे की दर पर आधारित था और एकमुश्त अनुबंध नहीं था। घंटे की दर एफ ई ई डी अनुबन्ध मे सहमत दर पर आधारित थी, जिसे प्रतिस्पर्धी निविदा द्वारा निकाला गया था। एल ओ आई में उल्लेख किया गया यू एस डॉलर 3 मिलियन मात्र एक जल्दी में किया हुआ और कम मूल्य का प्राक्कलन था जिसके पीछे यह उद्देश्य था कि काम शुरू हो सके जिसे बाद में काम के और सटीक कार्यक्षेत्र के आधार पर अनुबन्ध में निरंतर संशोधित किया जाना था। 8 दिसम्बर 2005 को ओ बी सदस्यों को लिखे गये पत्र में काम की लागत को यू एस डॉलर 8.95 मिलियन अनुमानित किया गया जिसे कार्य के क्षेत्र के लिए खर्च किया जाना था। यह कहना उचित नहीं होगा कि यह राशि एल ओ आई में नहीं दिखाई गई है क्योंकि विस्तृत कार्य क्षेत्र एल ओ ए जारी करते समय सहमति नहीं थी।*

- *यह सही है कि आर डब्लू ने अप्रैल और जून 2006 में क्रमशः वेतन और चार्ज–आउट दरों के बढ़ने के कारण सहमत घण्टों की दरों पर (संशोधनों का) दावा किया। पी एम टी जे वी ने आर डब्लू द्वारा दिये गये दस्तावेजों का पुनरीक्षण किया और संशोधनों को तर्कसंगत पाया चूँकि बाजार में तकनीकी स्टाफ का वेतन बढ़ चुका था।*

- *हांलाकि यह सही है कि वीजी ने बिना ऑपरेटर बोर्ड कि अनुमोदन के परिवर्तन आदेश जारी किए, पी एम टी जे वी भागीदारों ने इन राशियों पर कोई प्रतिवाद नहीं किया और इनकी तर्कसंगतता पर ध्यान से ही विचार कर सहमति हुई थी।*

- *यद्यपि ऑपरेटर बोर्ड के दिनांक 22 दिसम्बर 2005 के प्रस्ताव में यू एस डॉलर 8.5 मिलियन की लागत पर अनुमोदन हुआ था ऑपरेटर बोर्ड के इसी दिनांक के नोट में यह टिप्पणी की गई कि यह लागत का केवल अनुमान है जिसे घण्टे की दर के आधार पर खर्च किया जा सकता है। अन्ततः आर डब्लू ने इस अनुमान से अधिक खर्च किया और पी एम टी जे वी के अभिलेखों के अनुसार, आर डब्लू को यू एस 12,160,680.89 डॉलर का भुगतान किया गया। यह हांलाकि ध्यान देने योग्य है कि चूँकि पी एम टी जे वी ई पी सी एम योजना के अन्तर्गत परियोजना की खुद देखरेख कर रही थी, वह अक्सर आर डब्लू से भी गहनसम्पर्क में थी इसलिये आर डब्ल्यू द्वारा बिताए गए समय की उसे पूरी जानकारी थी।'*

3.6.2.2.2.7. उत्तर निम्नलिखित कारणों से स्वीकार्य नहीं है:

- जे ओ ए प्रावधानों के अनुसार, पी एम टी जे वी को यू एस 3 मिलियन डॉलर से अधिक के अनुबन्धों के लिये निविदा आमंत्रित करनी थी। इस मामले में पी एम टी जे वी ने जे ओ ए के

प्रावधानों का उल्लंघन करते हुये निविदा आमंत्रित नहीं की। निविदा आमंत्रित ने करने से प्रतिस्पर्धा कम हो गयी और मंजूर की गयी दरों की तर्कसंगतता को सुनिश्चित नहीं किया जा सका।

- पी एम टी जे वी को आर डब्ल्यू द्वारा (8 दिसम्बर 2005 को) सूचित की गयी यू एस 8.9 मिलियन डॉलर की अनुमानित लागत की जानकारी थी और 12 दिसम्बर 2005 को ओ बी के अनुमोदन से एल ओ आई को जारी करते समय पी एम टी जे वी को इसे ध्यान में रखना चाहिये था। अतःयू एस 3 मिलियन डॉलर के साथ (एल ओ आई का) अधिकतम मूल्य पर रखा जाना तर्कसंगत नहीं था। पी एम टी जे वी का कथन कि दिसम्बर 2005 के लिये यू एस 3.00 मिलियन डॉलर का एल ओ आई मात्र एक प्रारम्भिक कम अनुमान था जिसकी मंशा कार्य प्रारम्भ करने की थी जिसे कि, ज्यादा स्टीक कार्यक्षेत्र के आधार पर हमेशा निरंतर संशोधित किया जाना था, सही नहींहै क्योंकि एल ओ आई को अग्रिम संशोधन के लिये बिना किसी अभिव्यक्त मंशा के अधिकतम मूल्य पर प्रदान किया गया था। व्यक्ति घण्टा दरों में वृद्धि/संशोधनों को भी आर डब्ल्यू द्वारा मई 2006 में एन ओ ए के रखे जाने से पहले सूचित किया गया था और इसे एन ओ ए को जारी करते समय ध्यान में रखा जाना चाहिये था।

3.6.2.2.2.8. एम ओ पी एन जी ने अपने उत्तर (जुलाई 2014) में कहा कि *लेखापरीक्षा की आपत्ति को कॉन्ट्रेक्टर को सूचित कर दिया गया है। कॉन्ट्रेक्टर के उत्तर, यदि कोई हो तो, को ध्यान में रखने के पश्चात् सी ए जी अपनी अंतिम रिपोर्ट में यह सिफारिश करे कि इस राशि को कॉन्ट्रेक्टर की लागत में से अस्वीकृत किया जाये।*

3.6.2.2.2.9. प्रस्तावित कार्य विधि के अनुपालन न करने पर लेखापरीक्षा ने टिप्पणी की है। कॉन्ट्रेक्ट बिना प्रतिस्पर्धा के दिया गया और दरें, मिलते जुलते कार्यों की तुलना में उच्च देखी गई। क्योंकि कोई मूल्यों की खोज नहीं की गई, लेखापरीक्षा वर्तमान मामले में प्रभाव को मूल्यांकित करने में असमर्थ है।

3.6.3 बचाया गया एवं बेचा गया पैट्रोलियम

3.6.3.1. पी एस सी के नियमों के अनुसार, पन्ना–मुक्ता फरवरी 2005 में यू एस डॉलर 5.73 प्रति एम एम बी टी यू की संशोधित उच्चतम मूल्य पर पहुँच गया और ताप्ती अनुबन्ध क्षेत्र जून 2004 मे यू एस डॉलर 5.57/एम एम बी टी यू पर पहुँच गया। हालाँकि, गेल जिसे पैट्रोलियम एवं नैचूरल गैस मंत्रालय द्वारा सम्पूर्ण गैस उत्पादन को खरीदने के लिये नामांकितत किया गया था, ने संशोधित गैस कीमतों को मानने से इन्कार कर दिया और मार्च 2005 तक 3.11 डॉलर प्रति एम एम बी टी यू की प्रारम्भिक उच्चतम मूल्य[77] पर गैस कीमत का भुगतान करता रहा। इसके परिणामस्वरूप एम ओ पी एन जी ने (नवम्बर 2004) में गेल को एक वर्ष के लिये 3.86 डॉलर प्रति एम एम बी टी यू की दर पर 6 एम एम एस सी एम डी[78] (10.8 एम एम एस सी एम डी की कुल गैस उत्पादन में से) की आपूर्ति देने के लिये पी एम टी जे वी को निर्देशित किया और पी एम टी जे वी को अधिशेष गैस (4.8 एम एम एस

---

[77]इस आधार पर कि गैस को प्राथमिक क्षेत्र–विद्युत एवं उर्वरक सयंत्र– जो संशोधित गैस कीमतो को आत्मसात करने थे चूँकि उनकी उत्पादन कीमतों को नियन्त्रित कर दिया गया था।

[78]अप्रैल–मई 2005 के दौरान, गेल ने 6.0 एम एम एस सी एम डी की सहमत मात्रा के विपरीत केवल 1.5 से 2.0 एम एम एस सी एम डी को उठाया। पी एम टी जे वी को ताप्ती कुँओं को बन्द करना पड़ा क्योंकि उसने जी ए आई एल के साथ प्रतिबद्ध मात्रा के लिये अन्य खरीदारों से अनुबन्ध नहीं किये।

सी एम डी) को 3.11 डॉलर प्रति एम एम वी टी यू से ऊँची कीमत पर या गेल द्वारा प्रस्तावित कीमत पर बेचने की अनुमति दी। जे वी ने निजी ग्राहकों के साथ बची हुई 4.8 एम एम एस सी एम डी के लिये 3.96 डॉलर प्रति एम एम वी टी यू पर मार्च 2008 तक 3 वर्षो के लिये अनुबन्ध किया। प्राथमिकता क्षेत्र में पी एम टी गैस की आपूर्ति के संकट को देखते हुये जी ओ आई ने अपने पूर्व निर्णय का पुनरीक्षण किया। जी ओ आई के निवेदन पर (मार्च 2006 में) पी एम टी जे वी ने जी ए आई एल को 01.04.2006 से 31.03.2008 की अवधि के लिये 5 एम एम एस सी एम डी गैस को बाजार नियन्त्रित दर यू एस डॉलर 4.75 प्रति एम एम बी टी यू पर आपूर्ति की। पी एम टी जे वी द्वारा उत्पादित 10.8 एम एम एस सी एम डी से अधिक अतिरिक्त गैस को जे वी साझेदारों में उनकी पी आई के अनुसार बाँटा गया और उन्होंने यू एस डॉलर 4.60 प्रति एम एम बी टी यू से यू एस डॉलर 5.58 प्रति एम एम बी टी यू तक की विभिन्न कीमतों पर अलग–अलग अनुबन्ध किये। एम ओ पी एन जी ने अक्टूबर/नवम्बर 2007 में पी एम टी जे वी गैस आपूर्तियों का पुनरीक्षण किया और पी एम टी जे वी को गैस की अपनी सम्पूर्ण मात्रा को अप्रैल 2008 से प्रभावी संशोधित पी एस सी दर पर जी ए आई एल को बेचने का निर्देश दिया।

3.6.3.1.1. 2011–12 की पिछली लेखापरीक्षा रिपोर्ट नं. 19 में, लेखापरीक्षा ने पैरा संख्या 6.3.1 के द्वारा पूरी की पूरी जे वी गैस के 2005–2008 के दौरान विक्रय के विभिन्न मूल्यों पर विभिन्न पक्षों को बेचने पर टिप्पणी की थी। लेखापरीक्षा ने निष्कर्ष निकाला की पूर्व निर्धारित पी एस सी फार्मूला पर नहीं माना गया जो कॉन्ट्रेक्ट की सन्तता पर बुरा प्रभाव डालता है यह कॉन्ट्रेक्ट वाली पार्टियों के दीर्घकालीन दृष्टिकोण से अत्यंत अवांछनीय है। वर्तमान रिपोर्ट में लेखापरीक्षा ने उन मामलों का विवेचन किया है जो अतिरिक्त गैस के उत्पादन से संबंधित है (10.8 एम एम एस सी एम डी से ऊपर व अधिक) जो पी एम टी जे वी से अतिरिक्त उत्पादन से है जो एम ओ पी एन जी निर्देशों तथा जी एस पी ए के उल्लंघन करके हुआ है जो नीचे दर्शाया गया है:

3.6.3.2. *एम ओ पी एन जी के निर्देषों का उल्लंघन करने के कारण हुइ गैस की बिक्री से यू.एस. डॉलर 9.92 मिलियन की हानि*

3.6.3.2.1. (अ) जी ओ आई ने निर्णय लिया की अतिरिक्त गैस उत्पादन (10.8 एम सी एम डी से अधिक) के वितरण के लिए उचित समय पर एक अलग से बैठक होगी।

3.6.3.2.2. हालाँकि जी ओ आई के निर्णय के विपरीत, पी एम टी जे वी से अपने हिस्से की गैस से 0.9 एम एम एस सी एम डी गैस की यू एस 4.75 डॉलर प्रति एम एम बी टी यू की दर पर ओ एन जी सी (जे वी साझेदार) ने टी पी एल के साथ जून 2006 में 12 वर्षो के लिये दीर्घावधि अनुबन्ध किया एवं गैस बिक्री खरीद समझौते (जी एस पी ए) पर हस्ताक्षर किया। बी जी ई पी आई एल एवं आर आई एल (जे वी के अन्य साझेदार) ने भी विकास योजना के दूसरे चरण से अतिरिक्त गैस के अपने हिस्से को निजी ग्राहकों को बेच दिया। हालाँकि यह जी ओ आई के निर्णय के विपरीत था, बिक्री यू एस 5.58 डॉलर प्राति एम एम बी टी यू थी। (यानी कि ताप्ती जे वी क्षेत्र की संशोधित सीमा दर) टी पी एल के साथ किये गये अनुबंध के अनुसार ओ एन जी सी पहली आपूर्ति के तिथि से 3 वर्ष की समाप्ति के पश्चात मूल्य पुनरीक्षण के प्रावधान के साथ 12 वर्ष की अवधि के लिए 0.90 एम एम एस सी एम डी के अपने हिस्से की गैस आपूर्ति करने पर सहमत हुआ। ओ एन जी सी ने एम ओ पी एन जी

को (दिसम्बर 2007 में) यह भी सूचित किया कि टी पी एल के साथ अनुबंध निविदा प्रक्रिया के तहत किया गया था इसलिए एम ओ पी एन जी/जी ए आई एल के द्वारा अनुबंध को माना जाना चाहिए। तत्पश्चात, एम ओ पी एन जी ने (मार्च 2008 में) ओ एन जी सी को सूचित किया कि टी पी एल के साथ किया गया अनुबंध जी ए आई एल को सौंप दिया जाएगा। टी पी एल को आपूर्ति 30 मई 2008 से आरंभ की गई और मई 2011 यू एस डॉलर 4.75 एम एच वी टी यू तक कम दर पर जारी रही। टी पी एल को पी एस सी मूल्य पर आपूर्ति जून 2011 से ही आरंभ की गई।

3.6.3.2.3. गैस की बिक्री के लिए टी पी एल के साथ जून 2006 में किया गया समझौता एम ओ पी एन जी के मार्च 2006 के निर्देशों का उल्लंधन था।

3.6.3.2.4. चूँकि बी जी ई पी आई एल एवं आर आई एल, ओ एन जी सी एवं टी पी एल के मध्य अनुबन्ध में पक्ष नहीं थे, पी एम टी जे वी ने (जनवरी 2014 में) ओ एन जी सी के उत्तर को प्रेषित कर दिया। *जवाब में ओ एन जी सी ने पी एम टी क्षेत्र से टी पी एल को गैस आपूर्ति पर एम ओ पी एन जी के 31 मार्च 2008 के पत्र की ओर ध्यान दिलाया जिसमें कहा गया था कि कीमतों का पुनरीक्षण अनुबंध में दी देय दरों (पर किया जायेगा) और उस समय विद्यमान पी एस सी दरें ऐसे पुनरीक्षण की तिथि से लागू होगी। अनुबन्ध के अनुसार दैनिक प्रतिबद्धता मात्रा (डी सी क्यू) और बिक्री गैस कीमत कम से कम तीन वर्षो के लिये मान्य थीं। टी पी एल को आपूर्ति 30 मई 2008 से शुरू की गयी और अनुबन्ध/अनुबंध की प्रतिबद्धताओं के नियम एवं शर्तो के अनुसार इसके संशोधनों को मई 2011 के बाद से लागू किया गया। तदनुसार टी पी एल को आपूर्ति के लिये पी एस सी कीमतों को जून 2011 से लागू किया गया। उपरिलिखित को देखते हुये यह नहीं कहा जा सकता है कि ओ एन जी सी द्वारा टी पी एल को गैस की बिक्री एम ओ पी एन जी निर्देशों का उल्लंघन है।*

3.6.3.2.5. उत्तर स्वीकार्य नहीं है। ओ एन जी सी ने मार्च 2006 के एम ओ पी एन जी के निर्देशों पर ध्यान नहीं दिया जिसमें सुस्पष्ट कहा गया था कि उचित समय पर गैस के अतिरिक्त उत्पादन को वितरण करने से संबंध में एक अलग बैठक बुलायी जायेगी और जून 2006 में और पी एस सी दरों से कम दर पर अपने हिस्से की गैस को यू एस 4.75 डॉलर प्रति एम एम वी टी यू की दर पर बेचने के लिये टी पी एल के साथ जी एस पी ए पर हस्ताक्षर किये। हालाँकि अन्य दोनों साझेदारों ने भी एम ओ पी एन जी के निर्देशों को नजर अन्दाज़ किया फिर भी उनके हिस्से की अतिरिक्त गैस यू एस 5.58 डॉलर प्रति एम एम बी टी यू (पर बिकी) यानि कि ताप्ती पी एस पी की अधिकतम दर से यू एस 0.01 डॉलर प्रति एम एम बी टी यू अधिक दर एम ओ पी एन जी ने भी (नवम्बर 2007 में) उसके निर्देशों को न मानने के लिये अप्रसन्नता प्रकट की और पी एम टी जे वी अप्रैल 2008 से पूरी उत्पादित गैस पी एस सी दरों पर गेल को बेचने का निर्देश दिया। एम ओ पी एन जी को (मार्च 2008 में) ओ एन जी सी के टी पी एल के साथ किये अनुबन्ध को मानना पड़ा चूँकि अनुबन्ध पहले ही किया जा चुका था। इस प्रकार,एम ओ पी एन जी के निर्देशों को न मानने के कारण पी एम टी जे वी (ओ एन जी सी) को यू एस 19.62 मिलियन डॉलर की आमदनी का नुकसान हुआ। इससे जी ओ आई हिस्से पर पी पी, रॉयल्टी और आयकर के रूप में यू एस डॉलर 9.92 मिलियन का प्रतिकूल प्रभाव पड़ा।

3.6.3.2.6. एम ओ पी एन जी अपने उत्तर (जुलाई 2014) में बताया कि *न सी ए जी की इस रिपोर्ट में ना ही 2011 की रिपोर्ट संख्या 19 में पी एम टी जे वी की 2005 से 2008 के दौरान पी एस सी कीमत से कम कीमत पर सप्लाई पर कोई विपरीत टिप्पणी की, 2008 के बाद ओ एन जी सी की*

टी पी एल को यू एस डॉलर 4.75 प्रति एम एम बी टी यू के संबंध में सी ए जी की विपरीत टिप्पणी के कारण पी एम टी जे वी द्वारा निर्धारित मूल्य का पुनराआवलोकन करना तर्कसंगत होगा। (जो कि सी ए जी द्वारा टैंडर द्वारा रिपोर्ट नहीं दिया गया जो नही किया गया जो कि ओ एन जी सी के विपरीत था) जो 2008 से पूर्व के मूल्य से कम था। इस बात पर अंतिम रिपोर्ट में चर्चा होनी चाहिए ताकि कॉन्ट्रेक्टरों द्वारा भिन्न–भिन्न कीमतें वसूलने पर एक समान सुसंगत दृष्टिकोण बनाया जा सके। 2011–12 की पिछली लेखापरीक्षा रिपोर्ट पर सी ए जी ने गेल के पी एस सी मूल्य पर गैस खरीदने की मनाही पर विपरीत टिप्पणी की थी लेकिन पी एम टी जे वी द्वारा पी एस सी मूल्य से कम मूल्य पर प्रत्यक्ष बिक्री पर अपने विचार प्रकट करने पर असमर्थ रहा।

3.6.3.2.7. *सी ए जी को यह पता हो सकता है कि पी एम टी जे वी की दो कम्पनीयों ने जी ए आई एल की मूल्य निर्धारण मामले पर जी ए आई एल के खिलाफ मध्यस्थता की तथा जी ए आई एल द्वारा अदा किए गए मूल्य पर थोड़ा बढोत्तरी पर अंतिम निर्णय लिया गया। गैल द्वारा प्राप्त मूल्यों की बढोत्तरी की दिशा में जो प्रत्यक्ष खरीददारों द्वारा अदा किये गए, सी ए जी कीमतों की बढोत्तरी की उपयुक्तता पर एक नजर डाल सकता है, चूँकि 'प्रत्यक्ष' बिक्री के ग्राहक या तो कम्पनियाँ स्वंय है या फिर उनकी सहायक कम्पनियाँ, गैस की मूल्य निर्धारण को पुनः शुरूआत से कोई वाणिज्य संबंधी पेचीदगियाँ नही होगी।*

3.6.3.2.8. *एम ओ पी एन जी ने यह बात भी बताई कि सी ए जी द्वारा बताए गए मामलों में यह मामला भी था कि कॉन्ट्रेक्टर ने पी एस सी मूल्य से कम मूल्य लगाने के कारण कम आय कर दिया। कॉन्ट्रेक्टर के जवाब को विचार में लाने के बाद लेखापरीक्षा ने अपनी अंतिम रिपोर्ट जारी करने के बाद यह आयकर विभाग को अंतिम दृष्टिकोण लेने के लिए सूचित करेगा।*

3.6.3.2.9. *चूँकि पी एस सी जी ए आई एल को गैस का क्रेता निर्धारित करता है तथा गैस क्रेता हेतु मूल्य निर्धारण का सूत्र निर्धारित करने हेतु विशेष नियम व शर्ते प्रदान करता है इसलिए एम ओ पी तथा एन जी द्वारा प्रदान सूचना को पी एस सी नियमों पर सुधार नहीं समझा जा सकता।*

3.6.3.2.10. *सी ए जी द्वारा बताये गए एन ओ पी एंड एन जी के सम्प्रेक्षण उस परिस्थिति का परिणाम है जहाँ पी एस सी के अनुसार पी एस यू नामांकित गेल को ऊँचा मूल्य देना था किन्तु जी ए आई एल की आवश्कता के अनुसार गैस मूल्य की सब्सीडी पर ऊँचा मूल्य न दे सका, इस बात को मद्देनजर रखते हुए कि ओ एन जी सी की मूल्य निर्धारण विधि एक टैंडर प्रक्रिया द्वारा होती है, सी ए जी के सम्मुख अंतिम सिफारिश को विचाराधीन हेतु जो मामला था वह यह था कि क्या उन परिस्थितियों में कोई और उपयुक्त विकल्प उपलब्ध था या नहीं।*

3.6.3.2.11. निम्नलिखित के संदर्भ में एम ओ पी एन जी के जवाब को देखा जा सकता है:

(i) 2011–12 की रिपोर्ट सं. 19 ने पी एस सी मूल्य के प्रति पालन न होने के बारे में इंगित किया था जिससे कॉन्ट्रेक्ट की पवित्रता पर प्रभाव पड़ा था (जो सभी पक्षों द्वारा माना जाना चाहिए। 2005–08 की रिपोर्ट के पैरा 6.3.1 में इस बात का विवेचन कर दिया गया था कि जिन विभिन्न मूल्यों पर 10.8 एम एम एस एम डी गैस को पी एम टी जे वी द्वारा गेल तथा इसके सहायक कम्पनियों को बेचा गया, वर्तमान टिप्पणी अतिरिक्त 5.7 एम एम एस सी एम डी गैस

की भागीदारों द्वारा बिक्री के बारे में है जिसमें ओ एन जी सी द्वारा पी एस सी मूल्य से कम पर गैस की बिक्री एक चिन्ता का विषय है।

(ii) पी एस सी मूल्य की उपेक्षा कर दी गई थी इसीलिए एम ओ पी एन जी के दखल की जरूरत पड़ी अतिरिक्त गैस की बिक्री तथा उसके प्रभाव के संबंध में सभी पक्षों द्वारा एम ओ पी एन जी निर्देशों का पालन न करने पर लेखापरीक्षा ने टिप्पणी की है,

(iii) जहाँ एक तरफ इस बात से इनकार नही किया जा सकता है कि ओ एन जी सी निविदा प्रक्रिया से गुजरा, मुख्य बात यह है कि इस बात के लिए ओ एन जी सी को एम ओ पी एन जी से अनुमति प्राप्त नहीं थी तथा जिस मूल्य पर लेन–देन निश्चित हुआ वह पी एस सी मूल्य से कम था।

(iv) अन्य भागीदारों आर आई एल तथा बी जी ई पी एल ने अपने गैस के हिस्से की बिक्री द्वारा पी एस सी मूल्य प्राप्त किया। यह ओ एन जी सी हेतु ज्यादा बेहतर विकल्प की उपलब्धता का द्योतक है।

3.6.3.2.12. (B) लेखापरीक्षा ने आगे यह देखा कि जी ओ आई ने यह भी निर्देश दिया कि आपूर्ति पी एम टी क्षेत्रों से उत्पादन के वर्तमान स्तर पर ही जारी रहेगी तथा इसमें कमी होने कि स्थिति में टी पी एल सहित सभी ग्राहकों को आपूर्ति में यथा अनुपात कटौती की जायेगी। त्रिपक्षीय समझौते का अनुच्छेद VIII भी कहता है कि *'सभी पक्ष यह स्वीकार करते हैं कि वर्तमान अनुबन्ध की धारा 2.3 के तहत टी पी एल को गैस की आपूर्ति पी एम टी क्षेत्रों से उत्पादन के वर्तमान स्तर (यानि कि 17.3 एम एम एस सी एम डी) पर की जायेगी जैसा कि गेल और पी एम टी जे वी के मध्य हुये गैस आपूर्ति अनुबन्ध में प्रावधान है और ऐसा न होने पर अनुलग्नक* II *के अनुसार टी पी एल को आपूर्ति में यथानुपात कटौती की जायेगी। तदनुसार, विद्यमान अनुबन्ध की धारा 2.1 बी के अन्तर्गत या विद्यमान अनुबन्ध में कही और बताये गये प्रत्येक 3 वर्षों के पश्चात् मात्रा का पुनरीक्षण लागू नही होगा।'*

3.6.3.2.13. यद्यपि 2008–09 से 2011–12 के वर्षों के दौरान ताप्ती और पन्ना–मुक्ता क्षेत्रों में उत्पादन में भारी गिरावट आयी थी, फिर भी ओ एन जी सी द्वारा टी पी एल को आपूर्ति में यथानुपात कटौती नहीं की गयी। इसके विपरीत ओ एन जी सी ने 2008–09 के बनस्पद 2009–10 से 2010–11 के दौरान और अधिक गैस टी पी एल को बेच दी। इसके परिणामतः ओ एन जी सी को यू एस डॉलर 4.17 मिलयन (जी ओ ओई – पी पी व रॉयल्टी का निवल) का राजस्व घाटा हुआ (जो पैरा 3.63.2.5 में टिप्पणित यू एस डालर 19.62 मिलियन के राजस्व घाटे में शामिल है।)

3.6.3.2.14. बी जी ई पी आई एल और आर आई एल जो ओ एन जी सी और टी पी एल के बीच साझेदार नहीं थे, पी एम टी जे वी ने (जनवरी 2014 में) ओ एन जी सी के उत्तर को प्रेषित किया। ओ एन जी सी ने कहा कि, *''त्रिपक्षीय समझौते का अनुच्छेद* VIII *ओ एन जी सी पर लागू नहीं था। त्रिपक्षीय के अनुसार, जी ए आई एल विद्यमान अनुबन्ध के प्रदर्शन के लिये पूरी तरह से जिम्मेदार होगा जिसमें गैस की आपूर्ति, नियम एवं शर्तो का पालन शामिल है और इस अनुबन्ध में ओ एन जी सी की किसी भी प्रकार के दायित्व की जिम्मेदारी नहीं होगी।''*

3.6.3.2.15. ओ एन जी सी का उत्तर विश्वसनीय नही है। चूँकि ओ एन जी सी अपने हिस्से की गैस टी पी एल को पी एस सी की दरों से कम में बेच रहा था इसलिये त्रिपक्षीय समझौते के अनुसार

ओ एन जी सी के लिये यह आवश्यक था कि वह उत्पादन में कमी के बारे में सूचित करे जिससे की वह अपने वित्तीय लाभ को बचाने के लिये टी पी एल को आपूर्ति में यथानुपात कटौती कर सके। इस प्रकरण में ओ एन जी सी की विफलता ने निजी साझेदार यानि कि टी पी एल को ओ एन जी सी की कीमत पर लाभ पहुँचाया जिसे (ओ एन जी सी) यू एस 4.19 मिलियन डॉलर की आमदनी का नुकसान हुआ और परिणामस्वरूप इसका जी ओ आई हिस्से पर यू एस 1.48 मिलियन डॉलर का प्रतिकूल प्रभाव पड़ा।

3.6.3.2.16. पैट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस मंत्रालय ने अपने उत्तर (जुलाई 2014) में कहा कि *लेखापरीक्षा अपवाद ओ.एन.जी.सी. को अधिसूचित किया जा चुका है तथा सी.ए.जी. ने ओ एन जी सी की प्रतिक्रिया पर विचार किया। लेखापरीक्षा के द्वारा उद्धृत प्रावधानों के अनुसार क्या गेल ने टी पी एल को दी जाने वाली आपूर्ति कम कर सकता था जिसे विशेषकर देखे जाने की आवश्यकता है, तथ्यों के आधार पर पूर्णतया सहमत मात्रा पर, जो टी पी एल की आपूर्ति हेतु वास्तव में उपलब्ध थी।*

3.6.3.2.17. जैसा कि त्रिपक्षीय समझौता के पैरा अनुच्छेद VIII में कहा गया था कि गैस उत्पादन में कमी की अवस्था में टी पी एल को परोराटा कमी की आपूर्ति की जाएगी जैसा कि टी पी एल को अधिक मात्रा में गैस बेचने पर ओ एन जी सी को हानि भुगतनी पड़ीं इस हित को उपयुक्त रूप से बचाया जाना चाहिए था।

3.6.3.3. *पी एस सी के उल्लंघन के कारण पन्ना मुक्ता गैस के बेचने पर यू.एस.डॉलर 0.52 मिलियन का सरकारी राजस्व घाटा*

3.6.3.3.1. जबकि ओ एन जी सी ने 5.7 एम एम एस सी एम डी की अतिरिक्त गैस को यू एस डॉलर 4.75 प्रति एम एम वी टी यू पर बेचा, अन्य दो साझीदारों (आर आई एल और बी जी ई पी आई एल) दोनों पन्ना–मुक्ता व ताप्ती क्षेत्रों से अपने हिस्से की अतिरिक्त गैस को यू एस डॉलर पी एम टी जे वी ने पन्ना–मुक्ता क्षेत्र की (14,767,436 एम एम बी टी यू) अतिरिक्त गैस को निजी उपभोक्ताओं को यू एस 5.58 डॉलर प्रति एम एम बी टी यू की दर पर बेच दिया जो कि पी एस सी की अधिकतम दर यू एस 5.73 एम एम बी टी यू से कम था। इस कारण यू एस 2.22 मिलियन डॉलर की आमदनी का नुकसान हुआ और परिणामस्वरूप जी ओ आई को यू एस 0.52 मिलियन डॉलर आमदनी का पी पी और रॉयल्टी के रूप में नुकसान हुआ।

3.6.3.3.2. यद्यपि यह बताते हुये कि *यह मसला सी ए जी द्वारा लेखापरीक्षा करायी जा रही अवधि से पहले का है* और इसलिये लेखापरीक्षा के क्षेत्र से बाहर है, पी एम टी जे वी ने लेखापरीक्षा को (जनवरी 2014) एवं एम ओ पी एन जी को (जुलाई 2014) दिए अपने उत्तर में कहा कि *जी ओ आई ने पी एम टी जे वी को अतिरिक्त उत्पादित गैस सीधे उपभोक्ताओं को बेचने की अनुमति दे दी थी क्सीधे गैस को बेचने की अवधि (डी जी एम)द्व के दौरान तदनुसार, पी एस सी में दी गयी गैस दरें डी जी एम अवधि के दौरान लागू नहीं थी। डी जी एम अवधि के दौरान जी ए आई एल और दूसरे क्रेताओं द्वारा अदा की गयी गैस की कीमत बाजार–नियन्त्रित कीमत थी जो कि असम्बद्ध साझेदारों जैसे की जी एस पी सी के साथ आर्म्स लेन्थ आधार पर बनायी गयी थी। इस प्रकार डी जी एम अवधि के दौरान जी ओ आई को किसी भी आमदनी का नुकसान गेल और जी ओ आई द्वारा उनके अपने दायित्वों का पालन न करने के कारण हुआ न कि पी एम ओ जे वी के कारण।*[ष] *पी एम टी जे वी को अपनी गैस सीधा ही बिक्री करने के अपने दिशानिर्देश के सरकार द्वारा वापस लेने पर, गैस मूल्य 1 अप्रैल 2008 से प्रभावी*

हो वापस पी एस सी मूल्य पर आ गए। अतिरिक्त गैस ताप्ती क्षेत्र से प्रधान रूप से आवंटित की गयी थी। कॉन्ट्रैक्ट वचनों को कायम रखने के लिए केवल बहुत अल्प अनुपात में पन्ना मुक्ता से आपूर्ति (ताकि बिक्री का 1 प्रतिशत) दिसम्बर 2006 तथा सितम्बर 2007 के दौरान हुई। अक्तूबर 2007 से, वर्तमान एग्रीमेंट के अनुसार पन्ना मुक्ता से अतिरिक्त गैस की आपूर्ति की गई जो उच्चतम कीमत देते थे यानि कि यू एस डॉलर 5.88/एम एम बी टी यू।

3.6.3.3.3. पी एम टी जे वी का उत्तर यथार्थपूर्ण नही है। डी जी एम अवधि के दौरान गेल और दूसरे क्रेताओं द्वारा अदा किया गया वाजार नियन्त्रित गैस मूल्य 10.8 एम एम एस सी एम डी गैस की बिक्री के लिये था। इसके अतिरिक्त पी एम टी जे वी ने 2006–08 की अवधि के दौरान दोनो पन्ना–मुक्ता एवं प्राप्ती अनुबन्ध क्षेत्रों मं लगभग 5.7 एम एम एस सी एम डी गैस उत्पादित की।पी एम टी जे वी के साझेदारों ने अपने हिस्से की अतिरिक्त गैस की मात्रा के लिये निजी ग्राहको से अलग–अलग दरों पर अनुबन्ध किये जिनमें अधिकांश सम्बन्धित पक्ष थे। बी जी ई पी आई एल और आर आई एल ने अपने हिस्से की गैस यू एस 5.58 डॉलर प्रति एम एम बी टी यू पर बेची। लेखापरीक्षा के अंतिम चरण (2006–08) के दौरान लेखापरीक्षा आपत्ति का उत्तर देते हुये, पी एम टी जे वी ने कहा कि 5.7 एम एम एस सी एम डी (16.5 में से 10.8 घटाकर फेज़–I में विद्यमान धरातल सुविधाओं से) यह अतिरिक्त गैस उत्पादन ताप्ती अनुबन्ध क्षेत्र की नई धरातल सुविधाओं के फेज–II के विकास से हुआ जिसे यू एस 5.58 डॉलर प्रति एम एम बी टी यू पर बेचा गया यानि की संशोधित की गयी ताप्ती की अधिकतम कीमत से यू एस 0.01 डॉलर प्रति एम एम बी टी यू से अधिक कीमत पर। इसलिए जी ओ आई को किसी भी रूप में नुकसान नहीं हुआ। यद्यपि लेखापरीक्षा ने अपने 2008–12 के लेखापरीक्षा के बाद की कार्यवाही में पी एम टी जे वी के उत्तर को सत्यापित किया जो एम ओ पी एन जी के द्वारा 2006–08 के लिए लेखापरीक्षा अपवाद को अधिसूचित किया था तथा विसंगति पाई गई, अतः पी एम टी जे वी का यह तर्क कि यह विषय लेखापरीक्षा क्षेत्र से बाहर का है, तर्कसंगत नहीं है। हालाँकि लेखापरीक्षा दल ने यह पाया कि पी एम टी जे वी ने भी पन्ना–मुक्ता क्षेत्र से (14,767,436 एम एम बी टी यू) अतिरिक्त गैस उत्पादित की जिसके लिये यू एस 5.73 डॉलर एम एम बी टी यू की गैस कीमत लागू थी। ताप्ती गैस कीमत पर पन्ना–मुक्ता गैस को बेचने के कारण जी ओ आई पी पी और रॉयल्टी का नुकसान हुआ जिसे जी ओ आई को लागू ब्याज के साथ अदा किया जाना चाहिये। पी एम टी जे वी का यह दावा की पन्ना मुक्ता से कम मात्रा में आपूर्ति की गई, मान्य नहीं था क्योंकि पन्ना मुक्ता और ताप्ती गैस के लिए भिन्न पी एस सी कीमतों का निर्धारण किया गया था और प्रमात्रा का कोई अर्थ नहीं है जैसा कि पी एम टी जे वी द्वारा विवादित किया गया।

3.6.3.3.4. एम ओ पी एन जी ने अपने उत्तर (जून 2014) में कहा कि *कॉन्ट्रैक्टर के इस प्रतिबंध के होते हुए भी कि लेखापरीक्षा प्रश्न कराई गई लेखापरीक्षा के काल के पूर्व से संबंध थे, सी ए जी विचार करे तो दो कम्पनियों में भारित वित्तीय प्रभाव को जो पी एस सी कीमत से कम पर अपने संबंधित घटको को गैस आपूर्ति किया गया था जो लेखापरीक्षा के पूर्व समय व लेखापरीक्षा के दौरान किया गया था। सी ए जी विचार करे तो क्रियाविधि के सुझाव दे सकता है कि जो एम ओ पी एन जी के लिए विद्यमान है।*

3.6.3.3.5. पी एम टी जे वी तथा इसके साझेदारों द्वारा पी एस सी कीमत से कम गैस बेचने के कारण जी.ओ.आई. पर वित्तीय बोझ (रॉयल्टी और जी.ओ.आई. पी पी) पड़ा जो 2005–08 के दौरान यू.

एस. डॉलर 107.66 मिलियन था *(परिशिष्ट 12)*। ओ एन जी सी के द्वारा पी एस सी कीमत से कम कीमत पर टी पी एल को गेस बेचने पर 2008–11 के दौरान जो वित्तीय प्रभाव पड़ा वह उपरोक्त पैरा 3.6.3.2.5 पर विस्तार से दर्शाया गया है जी.ओ.आई. जी ओ आई पी पी और रॉयल्टी के कम भुगतान जो पी एस सी प्रावधानों के अन्तर्गत आता हो पर उपयुक्त विचार कर सकता है।

3.6.3.4 *संघनित के परिवहन नुकसानों को निर्धारित न करना*

3.6.3.4.1. संघनित के निस्तारण पर मध्य एवं दक्षिण ताप्ती की पी एस सी चुप है यानि कि वह गैस है या कच्चा तेल। पी एम टी जे वी दिसम्बर 2005 तक संघनित को गैस मान रहा था। पी एम टी गैस का परिवहन एवं प्रसंस्करण ओ एन जी सी द्वारा क्रमशः उसके दक्षिण बेसिन–हजीरा ऑफशोर ट्रंक पाइपलाइन एवं ऑनशोर हज़ीरा सुविधाओं द्वारा किया गया था और जिसे ओ एन जी सी एवं पी एम टी जे वी के मध्य दिसम्बर 2005 के निपटान समझौते द्वारा नियन्त्रित किया गया था। निपटान समझौते में, ताप्ती हस्तांतरण स्थान से ओ एन जीसी के हज़ीरा संयत्र तक संघनित के परिवहन नुकसानों को संघनित विशेषज्ञ, जिसे ओ एन जी सी एवं पी एम टी जे वी द्वारा संयुक्त रूप से नियुक्त किया गया था, द्वारा निर्धारित किया जाना था। ऐसे नुकसानों के निर्धारण में देरी होने के कारण यह स्वीकार किया गया कि ताप्ती संघनित नुकसानों को अंतरिम रूप से 'शून्य' समझा जाये।

3.6.3.4.2. परिवहन के दौरान संघनित नुकसानों के गैर निर्धारण पर निष्पादन लेखापरीक्षा हाइड्रोकार्बन पी एस सी की भारत के सी ए जी (संघ सरकार–सिविल) रिपोर्ट सं. 19 2011–12 के पैरा 6.3.2 में टिप्पणी की गयी। एम ओ पी एन जी ने उत्तर में कहा कि परिवहन नुकसानों के आकलन के लिये जे वी ने पहले ही अन्तर्राष्ट्रीय संस्थाओं को चयनित कर लिया था। इसका हल निकालते हुए जे वी और ओ एन जी सी के इंस्टीटूयूट ऑफ ऑयल एण्ड गैस पैट्रोलियम टेक्नोलौजी (आई ओ जी पी टी) कार्य के क्षेत्र को दृढ़ बनाने के लिये अनुरूपक मॉडल पर कार्य कर रहे थे जिसके परिणाम एक तीसरे पक्ष के विशेषज्ञ द्वारा सत्यापित किए जाने थे। यह पाया गया कि संघनित परिवहन नुकसानों को 2005 में किए गए निपटान समझौते के 8 वर्ष बीत जाने के बाद भी अभी तक (फरवरी 2014) निर्धारित नहीं किया गया है। पी एम टी जे वी और आई ओ जी पी टी ओ एन जी सी ने केवल ताप्ती संघनित परिवहन नुकसानों के निर्धारण के कार्यक्षेत्र को निश्चित किया था और ताप्ती संघनित परिवहन नुकसानों के निर्धारण के लिये 'विशेषज्ञ' के चयन की प्रक्रिया प्रारम्भ करने वाले थे।

3.6.3.4.3. संघनित के परिवहन नुकासानों का निर्धारण करने में देरी ओ एन जी सी के लिये हानिकारक साबित हुई।

3.6.3.4.4. पी एम टी जे वी ने लेखापरीक्षा को (फरवरी 2014 में) एवं एम ओ पी एन जी को (जुलाई 2014 में) उत्तर दिया कि पी एम टी जे वी और ओ एन जी सी के मध्य हुए निपटान समझौते से सम्बन्धित मामले ताप्ती पी एस सी के परिशिष्ट सी की धारा 1.9 के अन्तर्गत की जाने वाली वर्तमान लेखापरीक्षा के कार्यक्षेत्र से बाहर है। बिना इस पर किसी पक्षपात के, यह कहा जाता है कि *'पी एम टी जे वी ओर ओ एन जी सी एक स्वतन्त्र विशेषज्ञ को नियुक्त करने के लिये संयुक्त रूप से कार्य कर रहे*

है। ऐसा हो जाने पर, संघनित के परिवहन के अनुमानित नुकसान का प्रतिवेदन बनाने के लिये एक विशेषज्ञ को नियुक्त किया जायेगा। स्वतन्त्र विशेषज्ञ द्वारा निर्धारित किये गये परिवहन नुकसानों को 1 अप्रैल 2005 से लागू किया जायेगा ओर ओ एन जी सी द्वारा यदि अधिक धन राशि का भुगतान हुआ हो तो उसे वापस कर दिया जायेगा। (निपटान समझौते का खण्ड 4.4) इस प्रकार , ओ एन जी सी को कोई भी हानि नहीं होनी चाहिये।

3.6.3.4.5. एम ओ पी एन जी ने अपने उत्तर (जुलाई 2014) में कहा कि सी ए जी यह विचार करें कि *क्या बन्द पाइपलाइन सर्किट में संघनित के परिवहन के दौरान क्षति हो जाएगी। एम ओ पी एन जी ने आगे कहा कि जो भी परिवहन क्षति ओ एन जी सी को भुगतान की गयी वह पैट्रोलियम लाभ में कमी करने पर पी एस सी के लिए हानिकारक होगा इसलिए, यह विषय पी एस सी लेखापरीक्षा के तहत उत्तर हेतु उचित नहीं है। इसलिए यह उचित होगा कि जब ओ एन जी सी के लेखाओं का लेखापरीक्षा हो तब इस विषय को ओ एन जी सी के सम्मुख उठाया जाए।*

3.6.3.4.6. इस उत्तर को इस तथ्य के आधार पर देखना होगा कि 2011–12 की पिछली लेखापरीक्षा प्रतिवेदन संख्या 19 के संदर्भ में संघनित के परिवहन हानि के अनिर्धारण का विस्तार से उल्लेख किया गया था। जबकि ओ एन जी सी संघनित के परिवहन और संस्करण में होने वाली हानि को आन्तरिक रूप से 6 *प्रतिशत* पर विचार कर रहा है, 2005 से पी एम टी जे वी ने घाटे की, 'शून्य' माना, जिसपर टिप्पणी की गई। यहाँ पर यह भी उल्लेख करना आवश्यक है कि पी एम टी क्षेत्र और बोली लगाने के दौरान ओ एन जी सी जी.ओ.आई. का ही एक भाग माना गया और ओ एन जी सी के हिस्से को मिलाकर कुल राजस्व को जी.ओ.आई. का शेयर माना जाए। इस संदर्भ में पिछली लेखापरीक्षा प्रतिवेदन तथा वर्तमान लेखापरीक्षा में पी एस सी लेखापरीक्षा के तहत इस मामले को उपयुक्त तौर पर उठाया गया है।

3.6.3.4.7. हालाँकि सत्य यह है कि संघनित के परिवहन नुकसान को निपटान समझौते के 8 वर्ष बीत जाने के बाद भी अभी निर्धारित किया जाना है।

लेखापरीक्षा सिफारिश 13 पी एम टी जे वी संघनित के 8 वर्षों से लम्बित परिवहन नुकसानों के निर्धारण शीघ्रता करे जिससे की ओ एन जी सी के लाभ प्रभावित हुए हैं।

3.6.3.5 *वेलहेड मान की गलत गणना के कारण रॉयल्टी का कम भुगतान हुआ*

3.6.3.5.1. अगस्त 2007 की विज्ञप्ति के अनुसार वेलहेड मान की गणना के लिये पी एम टी जे वी द्वारा अपनायी गई पद्धति का पुनरीक्षण किया गया और प्राकृतिक गैस के वेलहेड मान की गणना में पाई गई कमियाँ नीचे विवेचित हैं।

3.6.3.6. *वेलहेड के बाद की गतिविधियों के लिये प्रयोग न की गयी सुविधाओं की गणना के कारण गैस की रॉयल्टी की गलत गणना*

3.6.3.6.1. पी एम टी जे वी ने गैस के ऑफशोर से लेकर ऑनशोर परिवहन के लिये दो गैस निर्यात पाइपलाइन डाली; एक 18 इंच टी पीपी (ताप्ती प्रौसेस प्लैटफॉर्म–अप्रैल 1997) से ओ एन जी सी के एस बी एच टी (दक्षिण बेंसिन–हज़ीरा ट्रंकलाइन) पाइपलाइन (अगस्त 2007) तक तथा एक 20 इंच टी सी पी पी (ताप्ती कम्प्रैशन प्रोसेस प्लैटफार्म–अगस्त 2007) से ओ एन जी सी की एस बी एच टी

पाइपलाइन (अगस्त 2007) तक।

3.6.3.6.2. लेखापरीक्षा दल ने यह पाया कि टी सी पी पी पर निर्जलीकरण तंत्र को नहीं माना जा रहा और सक्शन दबाव एवं उत्पादन दरों को बढ़ाने के लिये क्षेत्रीय गैस संवेश–प्रवाह को वाया टी सी पीपी सैप्रेटर टी पी पी को भेजा जा रहा है। इस प्रक्रिया में टी सी.पी पी बिक्री लाइन का जुलाई 2011 से प्रयोग नहीं किया जा रहा है और सम्पूर्ण गैस टी पी पी बिक्री लाइन से बह रही है। हालाँकि जे वी ने वैलहैड की एवं वैलहैड के बाद की सुविधाओं का अनुपात निकालने के लिये और वैलहैड मान की गणना के लिये टी सी पी पी निर्जलीकरण सुविधाओं और टी सी पी पी 20 इंच गैस बिक्री लाइन के मान पर विचार किया हैं। चूँकि टी सी पी पी निर्जलीकरण सुविधाओं और टी सी पी पी गैस बिक्री लाइनों (वैलहैड के बाद की सुविधाएँ) का वर्तमान में वैलहैड के बाद की गतिविधयों के लिये प्रयोग नहीं हो रहा है इसलिये परिचालन व्यय को वैलहैड गतिविधि और वैलहैड के बाद की गतिविधि के मध्य आवंटित करना इन सुविधाओं को वैलहैड के बाद की सुविधा मानते हुए, गलत था और इस कारण वैलहैड मान कम निकाला गया जिसके परिणामस्वरूप जी ओ आई को रॉयल्टी का कम भुगतान हुआ। इन सुविधाओं की अलग परिचालन लागत के अभाव में, लेखापरीक्षा दल जी ओ आई पर इसके प्रभाव को नहीं ज्ञात कर सका।

3.6.3.6.3. पी एम टी जे वी ने अपने उत्तर (जनवरी 2014) में लेखापरीक्षा एवं पैट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस मन्त्रालय (जुलाई 2014) का कहा कि *''यह जरूरी नहीं है कि उपकरण और सुविधाओं का किसी विशेष समय पर प्रयोग हो रहा है, जब कि उपकरण और सुविधाओं को पैट्रोलियम संचालनों के लिये ही बनाया गया है। टी सी पी पी निर्जलीकरण और टी सी पी पी 20 इंच गैस बिक्री लाइन को पैट्रोलियम संचालनों के लिये बनाया गया था और कुल परिचालन व्यय का अनुपात आकृष्ट उस अवधि में भी था जिसमें इनका प्रयोग नहीं किया गया। जिन उपकरणों और सुविधाओं के बारे में बात की गयी है उनका जून 2011 तक प्रयोग किया गया और उसके बाद से उन्हें स्टैन्डबाई पर रखा गया है और आवश्यकता के अनुसार प्रयोग किया जाता है। पी एम टी जे वी सी.ए.जी. द्वारा सुझाए गए दृष्टिकोण को व्यवाहरिक नहीं समझता एव हम यह नहीं समझते कि पी एस सी में या वैसा भी ऐसा करने के लिए कोई आधार है।''*

3.6.3.6.4. उत्तर स्वीकार्य नहीं है। वैलहैड के बाद का मान पैट्रोलियम संचालनों के लिये वास्तव में प्रयोग की गयी सुविधाओं के मान को देखते हुए निकाला जाना चाहिए था न कि पैट्रोलियम संचालनों के लिये बनाई गई सुविधाओं के मान पर। यदि किसी सुविधा को किसी पैट्रोलियम संचालन में प्रयोग नहीं किया जाता है तो उसे वैलहैड और वैलहैड के बाद के व्यय के मध्य–ओपेक्स के आवंटन के लिये निकाले जाने वाले अनुपात से अलग कर देना चाहिए था। मार्च 2012 तक के दिखाए गए अभिलेखों में यह पाया गया कि टी सी पी पी निर्जलीकरण और टी सी पी पी 20 इंच बिक्री लाइनों का जुलाई 2011 से प्रयोग नहीं किया गया है। टी सी पी पी निर्जलीकरण को बाई–पास किया गया है और लाइन के कम सक्शन दबाव और उत्पादन दरों को बढ़ाने के लिये टी पी पी से ले जाया गया है। ताप्ती क्षेत्र में उत्पादन स्तर में लगातार गिरावट को देखते हुए इसकी सम्भावना कम है कि पी एम टी जे वी, टी सी पी पी निर्जलीकरण और टी सी पी पी पाइपलाइन का भविष्य में प्रयोग करेगा। वैलहैड लागत और वैलहैड के बाद की लागत के मध्य ओपेक्स के आवंटन से सम्बन्धित इसी प्रकार के एक मामले को 2011–12 के लेखापरीक्षा प्रतिवेदन संख्या 19 में दर्शाया गया था।

3.6.3.6.5. एम ओ पी एन जी ने उत्तर में, (जुलाई 2014) लेखापरीक्षा के इस मत से सहमत होते हुए कि *आरम्भ की गयी तथा प्रयोग की जा रही सुविधाओं पर केवल ओपेक्स के आवंटन एवं रॉयल्टी के भुगतान के उद्देश्य से विचार किया जाए, कहा कि मध्यस्थता में सरकार का मत है कि रायल्टी गैस के बिक्री मूल्य पर देय है जैसा कि देय मूल्य में वैलहैड रायल्टी भी शामिल है। अतः लेखापरीक्षा द्वारा उठाया गया मुद्दा प्रासंगिक नहीं हो सकता। सरकार के मामले में बिक्री मूल्य पर रायल्टी देय मूल्य प्रभावित न होने पर रायल्टी गणना के लिए सही आधार का प्रयोग किया जाएगा।*

3.6.3.7. *वैलहैड एवं पोस्ट वैलहैड गतिविधियों के मध्य ओपेक्स के आवंटन का अनुपात निकालने के लिये ओ एन जी सी की सुविधाओं को शामिल न करना*

3.6.3.7.1. वैलहैड गतिविधि एवं पोस्ट वैलहैड गतिविधि पर खर्च की गयी सुविधाओं की लागत का अनुपात निकालते समय पी एम टी जे वी ने पाँच वैलहैड प्लैटफार्म (जैसे कि *पी ए, पी बी, पी डी, पी ई एवं एम ए वैलहैड प्लैटफार्म*), जो ओ एन जी सी द्वारा स्थापित किए गए थे एवं पी एस सी के हस्ताक्षर के समय (दिसम्बर 1994 में) पी एम टी जे वी को हस्तान्तरित किए गए थे तथा वर्तमान में पी एम टी जे वी के द्वारा खनिज तेल एवं प्राकृतिक गैस के निष्कर्षण और उत्पादन के लिये प्रयोग किये जा रहे थे, को वैलहैड गतिविधि के रूप में नहीं माना था। चूँकि पी एम टी जे वी सभी सुविधाओं जिसमें ओ एन जी सी के द्वारा हस्ताक्षरित पाँच वैलहैड प्लेटफार्म भी शामिल थे, का परिचालन व्यय का खर्च वहन कर रहा है, पोस्ट वैलहैड परिचालन व्यय के अनुपात को निकालने में ओ एन जी सी की सुविधाओं को शामिल न करना सही नहीं है और जिसके परिणामस्वरूप जी ओ आई को रॉयल्टी का कम भुगतान हुआ। इस सन्दर्भ में 2008–09 से 2011–12 तक की अवधि के लिए जी ओ आई को यू एस 0.47 मिलियन डॉलर पी पी का कम भुगतान निकाला गया।

3.6.3.7.2. पी एम टी जे वी ने, (जनवरी 2014 में) यह कहते हुए कि मामला प्रारम्भ से ही पी एम टी जी वी के लेखे से सम्बन्धित है और इसलिये इनमें लेखापरीक्षा अवधि के बाहर की अवधि शामिल है और इसलिये सी ए जी लेखापरीक्षा के कार्यक्षेत्र से बाहर है, लेखापरीक्षा (जनवरी 2014 में) एवं पैट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस मंत्रालय को (जुलाई 2014) उत्तर में कहा कि

- *पी एम टी जे वी के लेखा खातों में पाँच वैलहैड प्लैटफार्मों एवं पोस्ट वैलहैड अन्तः सम्बद्ध बहावलाइनों एवं पाइपलाइनों के सम्बन्ध में पी एस सी किए जाने से पहले ओ एन जी सी द्वारा खर्च की गई लागत के स्थानान्तरण पर पन्ना–मुक्ता पी एस सी द्वारा विचार नहीं किया गया। इस वजह से, पन्ना–मुक्ता पी एस सी के परिशिष्ट 'एफ' में स्पष्ट उल्लिखित है कि 'निम्न वर्णित सभी उपकरण जिसमें प्रस्थापित नहीं किए गए उपकरण भी शामिल है; ओ एन जी सी की लागत और जोखिम पर प्रदान किए जायेंगे।' दूसरे शब्दों में इन प्लेटफार्मों को पी एम टी जे वी को निःशुल्क स्थानान्तरित किया गया।*

- *चूँकि पी ए, पी बी, पी डी, पी ई और ए एम कूपशीर्ष तथा पश्च कूपशीर्ष अन्त सम्बन्धी फ्लोलाइनों और पाइपलाइनों की स्थापना से सम्बन्धित पूंजीगत व्यय पी एम टी जे वी द्वारा नही किया गया था, ना ही उनके लेखा पुस्तिकाओं में हस्तान्तरित किया गया था, ये लागत, डब्ल्यू एच पी की गणना के लिए, पूर्व कूपशीर्ष पूंजीगत व्यय तथा पश्च कूपशीर्ष व्यय के अनुपात की गणना करते समय नहीं लिये गये थे।''*

3.6.3.7.3. निम्नलिखित के कारण पी एम टी जे वी का उत्तर स्वीकार्य नहीं है:

- यद्यपि यह एक तथ्य है कि ये सुविधाऐ ओ एन जी सी द्वारा निः शुल्क उपलब्ध करायी गयी थी, पी एम टी जे वी इन सुविधाओं की देखभाल कर रही है और इस प्रकार प्रचालन व्यय की लागत में इन सुविधाओं की देखभाल पर लागत शामिल है।
- पूर्व कूप शीर्ष सुविधाओं तथा पोस्ट कूप शीर्ष सुविधाओं की गतिविधियों के बीच प्रचालन व्यय के आवंटन के लिए इन सुविधाओं पर पूंजीगत व्यय को विचार में न लेना, आवंटन को विपथित करेगा, क्योंकि प्रचालन व्यय की गणना में दोनों पूर्व कूप शीर्ष एवं पोस्ट कूप शीर्ष सम्पत्तियों पर पूंजीगत व्यय उचित रूप से नही दर्शाए गये थे तथा सरकारी पी पी को प्रभावित किया।

3.6.3.7.4. एम ओ पी एन जी ने अपने प्रत्युत्तर में कहा कि सरकार के स्थिति की *बिना पूर्वधारणा के रायल्टी एग्रीमेंट क्षेत्र में बिक्री मूल्य पर भुगतान योग्य है यदि ओपैक्स के बंटवारे के लिए केपैक्स के आधार का प्रयोग किया जाता है, तब ओपैक्स के बंटवारे के लिए ओ एन जी सी द्वारा हस्तान्तरित सुविधाओं की कीमत पर विचार किया जाना चाहिए (जैसा सी ए जी ने बिन्दूवत किया है) इस प्रकार के डाटा के अभाव में, बटवारे का आधार ऐसे ओपैक्स के वास्तविक प्रभाव के आधार पर उपयुक्त रूप से किया जाना चाहिए रायल्टी के पुनः गणना का प्रस्तवित आधार उप घटना में प्रयोग किया जाना चाहिए जब बिक्री मूल्य पर राजशुल्क का भुगतान प्रभावी न किया जा सकता हो।*

3.6.3.8. *उन्नत किए भंडार पर नही आधारित पूंजीगत व्यय के परिशोधन के कारण रॉयल्टी का कम भुगतान*

3.6.3.8.1. अगस्त 2007 में पश्चात कूप शीर्ष लागतों की गणना के लिए मानको का निर्धारण लम्बित होने के कारण, पन्ना–मुक्ता और ताप्ती पी एस सी ने 1997 से अगस्त 2007 की अवधि के दौरान कूप शीर्ष पर कीमत की गणना हेतु पूंजी लागत को मान्यता दी। उत्पादन की ईकाई विधि के आधार पर इस अवधि के दौरान पूंजी लागत को परिशोधित किया गया। दिसम्बर 1994 में पी एस सी के हस्ताक्षरित होने के बाद, पूंजी लागत का परिशोधन उच्चीकृत भंडार के बजाय पी एस सी भंडार के आधार पर किया गया। इस पर हाइड्रोकार्वन उत्पादन सहभागिता अनुबंध पर निष्पादन लेखापरीक्षा प्रतिवेदन अनुच्छेद 6.2.2 (सारणी 6.5) 2011–12 संघ सरकार (सिविल) सी ए जी प्रतिवदेनसंख्या 19, में टिप्पणी की गयी है।

3.6.3.8.2. एम ओ पी एन जी, लेखापरीक्षा विचार से सहमत हुआ (जुलाई 2011) तथा कहा कि *'अगस्त 2007 की अवधि के पूर्व के लेखापरीक्षा अपवादों के परिमाणन के सहाय जी.ओ.आई. प्रत्यक्ष कार्यवाही कर सकेगी। इस प्रकार के परिमाणन की अनुपस्थिति में, जे वी को त्रुटियाँ सुधारने तथा मध्यस्थता प्रक्रिया के विषयाधीन विभेदक रॉयल्टी का भुगतान करने की सलाह दी जायेगी।*

3.6.3.8.3. सी ए जी प्रतिवेदन के आधार पर, एम ओ पी एन जी ने इस लेखापरीक्षा टिप्पणी को पी एम टी जे वी को लेखापरीक्षा अपवाद के रूप में अधिसूचित (नवम्बर 2011) किया। लेखापरीक्षा अपवाद के उत्तर में, पी एम टी जे वी ने एम ओ पी एन जी/डी जी एच को कहा (मार्च 2012) कि *'डी जी एच/जी.ओ.आई. ने, 1997 से अगस्त 2007 की अवधि के लिए मासिक आधार पर कॉन्ट्रेक्टर द्वारा प्रस्तुत रॉयल्टी की गणना और/या क्रिया विधि पर कोई लेखापरीक्षा अपवाद नहीं उठाया। आपत्ति की। आगे, ताप्ती में उन्नत भंडार से गैस उत्पादन अगस्त 2007 से प्रारम्भ हुआ और अगस्त 2007 की*

अधि–सूचना के अनुपालन हेतु इस गैस उत्पादन पर अनुबंधकर्ता ने बिना पश्च कूप शीर्ष पूंजीगत व्यय को घटाए हुए रॉयल्टी का भुगतान किया। अतः पी एस सी के पक्षों द्वारा सहमत हुऐ पी एस सी की परिशिष्ट एच के अनुसार परिशोधन के आधार को निरन्तर प्रत्येक वर्ष प्रयोग किया गया।

3.6.3.8.4. हालाँकि, 22 दिसम्बर 1994 को पी एस सी उत्पादन रूप रेखा का पन्ना–मुक्ता एवं ताप्ती दोनों क्षेत्रों के लिए 1998 ये 2007 की अवधि तुलना के लिए पी एम टी जे वी द्वारा अनुमानित भंडार की दशा के पुनरीक्षण ने उद्घाटित किया कि पी एम टी जे वी ने दोनों क्षेत्रों से अन्तिम वसूली योग्य भंडार को भारी मात्रा में उच्चीकृत किया था और पी एस सी की उत्पादन रूप रेखा की तुलना में अधिक उत्पादन प्राप्त किया था। अतः रॉयल्टी के भुगतान की गणना के लिए उच्चीकृत भंडार के स्थान पर पी एस सी भंडार के प्रयोग के परिणामस्वरूप जी.ओ.आई. को कम रॉयल्टी का भुगतान हुआ।

3.6.3.8.5. किये गये अतिरिक्त पूंजीगत व्यय के माहवार विवरण, भंडार स्थिति तथा रॉयल्टी गणना विवरणी की अनुपस्थिति में लेखापरीक्षा जी.ओ.आई. पी पी पर सटीक प्रभाव को संपादित नहीं कर सकी। पी एम टी जे वी को 1997 से अगस्त 2007 की अवधि के लिए रॉयल्टी की पुनःगणना उच्चीकृत भंडार को ध्यान में रखते हुए करना चाहिए तथा रॉयल्टी के कम भुगतान को विलम्ब के कारण दण्ड ब्याज के साथ, पैट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस 1959 के नियम 23 तथा तदोपरान्त पैट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस (संशोधन) नियमों 2003 के तहत, जी.ओ.आई. को प्रेषित करना चाहिए।

3.6.3.8.6. पी एम टी जे वी ने लेखापरीक्षा को अपने उत्तर में (फरवरी 2014) एवं पैट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस मंत्रालय (जुलाई 2014) को कहा कि *लेखापरीक्षा मसले 1997 से अगस्त 2007 की अवधि से सम्बन्धित है और इसलिए सी ए जी के कार्यक्षेत्र से बाहर है।* हालाँकि जे वी ने स्पष्ट किया कि

(i) *'अगस्त 2007 से पूर्व, पी एम टी जे वी, पी एस सी के परिशिष्ट एच में निर्दिष्ट उत्पादन रूपरेखा का उपयोग पूंजीगंत व्यय का ऋण चुकाने की इकाई दर की गणना के लिए किया जा रहा था। यह क्रिया विधि जी.ओ.आई. को तब स्पष्ट की गई जब सर्वप्रथम, वित्तीय वर्ष 1997–98 में पन्ना–मुक्ता तथा ताप्ती में उत्पादन प्रारम्भ हुआ तथा बाद के अवसरों पर दुहराया गया।*

(ii) *न तो एम ओ पी एन जी ने और ना ही डी जी एच ने कभी यह सुझाव दिया कि पी एस सी के परिशिष्ट एच की उत्पादन रूपरेखा का रॉयल्टी गणना के लिए उपयोग गलत था। पी एम टी जे वी के विचार में, इन उद्देश्यों के लिए प्रयोग की गई क्रियाविधि उचित थी तथा यह अनुचित होगा कि अब 1997–98 से अगस्त 2007 की अवधि के लिए पी एम टी जे वी के लेखों पर पूर्व प्रभावी परिवर्तन थोपे जाये।*

(iii) *आगे किसी भी दशा में, कोई भी संशोधन मात्र उन्हीं भंडारों पर आधारित होंगे जो कि उस समय सिद्ध एवं विकसित किये गये हों जब व्यक्तिगत रॉयल्टी गणना प्रारंम्भिक तौर पर की गयी हो।*

3.6.3.8.7. निम्नलिखित के संदर्भ से उत्तर स्वीकार्य नहीं हैः

(i) यह मुद्दा पिछले लेखापरीक्षा प्रतिवदेन में उठाया गया था और अनुवर्त्ती लेखापरीक्षा होने के कारण वर्तमान लेखापरीक्षा कार्य के कार्य क्षेत्र में है।

(ii) यह सत्यापित किया जा चुका है कि पन्ना–मुक्ता तथा ताप्ती दोनों क्षेत्रों के भंडार 1998 से ही समय–समय पर उच्चीकृत किये गये थे।

(iii) जैसा कि पन्ना–मुक्ता और ताप्ती क्षेत्रों के सिद्ध विकसित भंडार उच्चीकृत किये गये थे, पूंजीगत व्यय के ऋण चुकाने की गणना उच्चीकृत भंडार के आधार पर करनी थी ताकि पश्च कूप शीर्ष मूल्य प्राप्त की जा सके। उच्चीकृत भंडार को पूंजीगत व्यय के ऋण चुकाने को विचार में न लेने का परिणाम जी.ओ.आई. को कम रॉयल्टी का भुगतान हुआ।

3.6.3.8.8. लेखापरीक्षा के विचार से सहमत होते हुए एम ओ पी एन जी ने कहा कि (जुलाई 2014) *पी एम टी जे वी का स्पष्टीकरण तर्क विहीन है। यह स्पष्ट किया जाता है कि मध्यस्थता कार्यवाही में सरकार ने निवेदन किया है कि रॉयल्टी गैस के बिक्री मूल्य पर बिना किसी कटौती के देय है। सी ए जी द्वारा सुझाव दिये गये सही आधार को रॉयल्टी की पुनर्गणना के लिए प्रयोग किया जाऐगा उस स्थिति में, यदि सरकार का वाद–प्रतिवेदन कि रॉयल्टी बिक्री मूल्य पर देय है, लागू नही होता।*

लेखापरीक्षा सिफारिश 14 जी.ओ.आई. को अदा की जाने वाली रॉयल्टी पर आते हुए पेट्रोलियम संचालनों (प्री वैल हैड और पोस्ट वैल हैट गतिविधियों) के लिये प्रयोग की गई सभी सुविधाओं को वेल हैड मूल्य की गणना करने के लिए विचार किया जा सकता है। पी.एम.टी.जे.वी. पूंजीगत व्यय के परिशोधन के लिये उन्नत भंडारों पर (1997 से अगस्त 2007) विचार करते हुये अतिरिक्त रॉयल्टी को संपादित करे और प्रेषित करे।

3.6.4 पैट्रोलियम प्रचालन

3.6.4.1 *दक्षिण–पश्चिम पन्ना के लिए परियोजना के परित्याग में परिनामित नए सिस्मिक डाटा का इन्तजार किए बिना ही योजना को तैयार करना*

3.6.4.1.1. पी.एस.सी. अनुच्छेद 7.3(बी) कहता है कि *'कॉंट्रेक्टर सभी पैट्रोलियम प्रचालनों को अनुबंध क्षेत्र के भीतर लगन से, त्वरित गति से, दक्षता पूर्वक और सुरक्षित एवं आदर्श कार्य योजना के अनुसार करेगा..... /'*

पी.एम.टी. जे.वी. ने सितम्बर 2007 में दक्षिण–पश्चिम पन्ना परियोजना के लिए विकास की योजना का एक प्रारूप एम.सी. को प्रस्तुत किया। एम.सी. ने (फरवरी 2008) एस.डब्ल्यू.पी. पी.ओ.डी. को अनुमोदित किया जिस मे प्लेटफार्म और पाइपलाईन की स्थापना शामिल था। पी.ओ.डी. में तेल के 3.7 एम.एम.बी. बी.एल. और गैस के 6.8 बी.सी.एफ का वसूली योग्य भण्डार दर्शाए गए थे। स्थापना के दौरान एस. डब्ल्यू. पी प्लेटफार्म के जैकेट समुद्र में गिर गए (फरवरी 2009) और जिन्हें (अप्रैल 2009) में पुनः प्राप्त किया गया और पीपावाव में रखा गया। इसी दौरान, सितम्बर 2009 में जे.वी. ने नए लिए गए डाटा के प्रकाश में एस.डब्ल्यू.पी के भण्डारों का पुनरीक्षण किया और डी.जी.एच को 1.76 एम.एम.बी.बी.एल की दर पर एस.डब्ल्यू.पी भण्डारों का डाउन वर्ड रिविजन प्रस्तुत किया (अक्टूबर 2009)। भण्डारों के कम होने के साथही एस.डब्ल्यू.पी परियोजना ने नकारात्मक एन.पी.वी दिखाया। इसलिए एम.सी./डी.जी.एच ने निर्णय लिया (दिसम्बर 2009) कि जे.वी एस.डब्ल्यू.पी सुविधाओं को पी.एल. परियोजना को सुपुर्द करे जिसे सितंबर 2009 में अनुमोदित किया गया। एस.डब्ल्यू.पी पाईपलाईन पहले ही मार्च 2009 में रखी गई थी जिसका पी.एल. स्थान के लिए प्रयोग नहीं की जा सकी।

3.6.4.1.2. एस डब्ल्यू पी को 58.9 मी.पानी की गहराई में 6 स्लॉट वैल–हैड प्लैटफॉर्म के लिये

जबकि पी एल 55.5 मी पानी की गहराई में 9 स्लॉटों के लिये था। अतः, एस डब्ल्यू पी सुविधाओं को पी एल में पुनः अवस्थित करने से पहले संशोधन आवश्यक थे। जे वी ने एस डब्ल्यू पी सुविधाओं को अबूधाबी में खाड़ी पाइपिंग कम्पनी के फैब्रीकेशन यार्ड को संशोधन के लिये अवस्थित कर दिया। जनवरी 2011 में संशोधन के बाद सुविधाओं को पी एल स्थित जगह पर लगा दिया गया।

3.6.4.1.3. लेखापरीक्षा ने देखा कि

- एम सी ने एस डब्ल्यू पी पी ओ डी को फरवरी 2008 में अनुमोदित किया। उस स्तर पर यह ज्ञात था कि 'भण्डार की अनिश्चितता' थी। वास्तव में, 1996 में थ्री–डी डाटा शॉट के दोषों को पहले ही मान लिया गया था जिसके कारण एम सी ने सितम्बर 2007 में एक नये उच्च विभेदक थ्री डी भूकम्पीय डाटा के अधिग्रहण को अभिस्वीकृत किया। किन्तु उसी समय जे वी ने एस डब्ल्यू पी के लिये पी ओ डी प्रस्तुत किया जो कि 1996 के पुराने आँकड़ों पर आधारित था।
- परिणामस्वरूप, पी एम टी जे वी को एस डब्ल्यू पी परियोजना का परित्याग करना पड़ा और एस डब्ल्यू पी सुविधाओं को पी एल में स्थानातरित करने के पर यू एस 14.10[79] मिलियन का अतिरिक्त व्यय हुआ।
- यद्यपि एस डब्ल्यू पी की सुविधाओं का पी एल परियोजना के लिए प्रयोग किया गया था, मार्च 2009 में बिछाई गई (यू एस डॉलर 20.80 मिलियन) की पाइपलाईन को निष्फल बना दिया गया। लेखापरीक्षा ने पाया कि स्थापना के दौरान पाइपलाईन में असंसाधित समुद्री जल भर गया। एस डब्ल्यू पी प्लैटफार्म के परित्याग के साथ, एस डब्ल्यू पी पाइपलाईन में असंसाधित समुद्री जल बचा रह गया। परिणामस्वरूप, एस डब्ल्यू पी–पी पी ए पाइपलाईन में जंग लग गया और जे वी ने पाइपलाईन के संरक्षण के लिए यू एस डॉलर 0.86 मिलियन की लागत लगायी।

अतः डी जी एच/एम सी की विफलता तथा जे वी द्वारा नए थ्री–डी आंकड़ों के लिए इंतजार के परिणामस्वरूप परियोजना को छोड़ना पड़ा और परिणामस्वरूप अतिरिक्त 35.76 मिलियन (यू एस डॉलर 14.10 मिलियन+यू एस डॉलर 20.80 मिलियन+यू एस डॉलर 0.86 मिलियन) का खर्च हुआ।

3.6.4.1.4. पी एम टी जे वी ने अपने उत्तर में लेखापरीक्षा को (जनवरी 2014) और एम ओ पी एन जी को (जुलाई 2014) कहा कि *इस मुद्दे से बात उठती है कि क्या पी एम टी जे वी ने एस डब्ल्यू पी पी ओ डी परियोजना के संदर्भ में अनुच्छेद 7.3 के अधीन अपने दायित्वों के अनुरूप कार्य किया था और इसलिए लेखापरीक्षा के कार्यक्षेत्र से बाहर था।* इस पर बिना किसी पूर्वधारणा के, पी एम टी जे वी ने प्रतिक्रिया दी जैसा कि निम्नलिखित हैः

पन्ना के संबंध में मूल 1995 3डी भूकंपीय आँकडा संपूर्ण पन्ना क्षेत्र के कई सालों के सफल विकास के लिए पर्याप्त मात्रा में थी और यह एस.डब्ल्यू.पी. पर खोज करने में महत्व पूर्ण थे।

---

[79] *1. एस डब्ल्यू पी सुविधाओं के लिए भंडारण लागतेंः यू एस डॉलर 2.6 मिलियन 2. संशोधन और वापसी के लिए आबुधाबी तक परिवहन सुविधाएंः यू एस डॉलर 6.10 मिलियन 3. एस डब्ल्यू पी से संबंधित रूपांतरण आदेशः यू एस डॉलर 1.7 मिलियन 4. संशोधनः यू एस डॉलर 3.7 मिलियन*

एस.डब्ल्यू.पी क्षेत्र नये 3डी भूकंपीय आँकडा अधिग्रहण में शामिल किया गया था जिसे 3 अप्रैल 2007 को आकस्मिक आधार पर और 12 जुलाई 2007 को फर्म के आधार पर विकास चरण के दौरान एस. डब्ल्यू.पी. पी.ओ.डी. में भरोसे को बढ़ाने के लिए अनुमोदित किया गया था।

इसमें मंशा थी कि कुँओं को सही प्रकार से लगाने के लिए नए उच्च विभेदन के भूकंपीय आँकड़ों (डाटा) का प्रयोग किया जाए, क्योंकि छिद्रिलता विभाजन में अनिश्चितता ने कुँओं के स्थापन पर प्रभाव डाला और हाईड्रोकार्बन पूल के भीतर अलवण स्पॉट (स्वीट स्पॉट) को लक्षित किया।

तदनंतर, एस डब्ल्यू पी परियोजना को परित्याग करने का परवर्ती निर्णय एस डब्ल्यू पी क्षेत्र के संशोधित भूवैज्ञानिक प्रतिपादन पर आधारित था। पी ओ डी के प्रस्तुतीकरण से, नव अभिग्रहित मुक्ता के भूकंपीय, भूवैज्ञानिक प्रतिरूप के पुनःप्रतिपादन और तरल (फ्लूइड) व्यवहार प्रतिरूप के प्रतिरूपण पर महत्वपूर्ण कार्य किया जा चुका है। विशेष कार्यों अथवा परियोजनाओं के लिए योजना और प्रस्तावों को सामान्यतः संशोधित किया जाता है जिसमें क्षेत्र के भूविज्ञान के बारे में ऑपरेटर का ज्ञान नए आँकड़े और समय के साथ अनुभव के आधार पर विकसित होता है, सम्मिलित है।

3.6.4.1.5. एम ओ पी एन जी ने अपने उत्तर में कहा (जुलाई 2014) कि

प्रत्येक भंडार में बिना किसी अपवाद के अनिश्चितता थी और प्रत्येक भंडार में अपसाईड क्षमता के साथ–साथ डाउन साईड जोखिम की भी संभावना थी (एम सी ने कभी भी एस डब्ल्यू पी को अनिश्चित भंडार के रूप में वर्णित नहीं किया)।

तदनन्तर, एस डब्ल्यू पी परियोजना के ऑपरेटर ने मुक्ता के नए 3 डी भूकंपीय आँकड़ों का गहन अध्ययन किया जिसमें एस डब्ल्यू पी क्षेत्र भी सम्मिलित था। एस डब्ल्यू पन्ना के लिए 2006 का डेथ मॉडल, जिसका विकास योजना के लिए प्रयोग किया गया था, वह पन्ना मॉडल का भाग था जिसका प्रतिबाधा आँकडे से प्राप्त कूप नियंत्रण और गहराई प्रवृतियों पर निर्माण किया गया था। 2009 के भूकंपीय आँकड़ों के लिए वेग प्रतिरूपण को पन्ना–मुक्ता कूँओं और भकंपीय वेगों का गहराई के रूप में प्रयोग करके किया गया था। इस डेथ मॉडल में पी जे कूप मार्करों को भी शामिल किया गया था जो कि 2006 के प्रतिरूप (मॉडल) के लिए अनुपलब्ध थे।

यह ई एवं पी उद्योग में एक सार्वभौमिक प्रथा और तथ्य है कि कार्यान्वयन से पहले जी एवं जी मॉडल को हमेशा परिष्कृत ओर अद्यतनीकरण करे। इस मामले में, एस डब्ल्यू पी कूँओं के स्थापन को सुधारने और पहले के आँकड़ों पर आधारित एस डब्ल्यू पी के लिए निर्मित भू प्रतिरूप को भी हर प्रकार से जाँचने के लिए मुक्ता के नए भूकंपीय आँकड़ों का प्रयोग किया गया। मुक्ता के नए भूकंपीय आँकड़ों का प्रत्येक उपलब्ध जी एवं जी आँकड़े के प्रकाश मे कुल विश्लेषण ने एस डब्ल्यू पी क्षेत्र में भंडार शिला घनत्व में कमी दर्शायी क्योंकि रिज़र्वॉयर टॉप के संरचनात्मक स्तर के कम होने और ओ डब्ल्यू सी में करीब 07 मी तक का छिछलापन आ गया था।

लेखापरीक्षा ने यह मुद्दा उठाया था कि एस डब्ल्यू पी परियोजना नए 3 डी के उपलब्ध होने तक प्रतीक्षा कर सकता था। एस डब्ल्यू पी परियोजना ऑपरेटर के पास पहले से उपलब्ध 3 डी आँकड़े पर आधारित थी, जिसके आधार पर इस पी एस सी के अन्तर्गत अन्य सभी सफल परियोजनाऐं चलायी गई थी। नया 3 डी अनिवार्य रूप से मुक्ता क्षेत्र के विकास के लिए था और एस डब्ल्यू पी के नई और

बेहतर तकनीक के प्रयोग के बारे में भी ज्यादा जानकारी दे रहा था। लेखापरीक्षा का विचार केवल एक पश्च दृष्टि विश्लेषण था जो जब परियोजना शुरू हुई थी तो ऑपरेटर बोर्ड द्वारा नहीं किया जा सकता था। बाद की तिथि तक परियोजना को स्थगित करने के लिए लेखापरीक्षा का प्रस्ताव अनुपयुक्त है।

3.6.4.1.6. उत्तर को निम्नलिखित के प्रकाश में देखा जाना चाहिए:

- जे वी ने एस डब्ल्यू पी के संचयों (रिजर्वों) में अधोमुखी सुधार को सूचित करते हुए उजागर किया कि *"एस डब्ल्यू पी के भूकंपीय आँकड़े को 1996–97 में पन्ना क्षेत्र के साथ रिकार्ड किया गया था और 1997 में संसाधित किया गया था। आँकड़ों की गुणवत्ता (सिग्नल/ध्वनि अनुपात) भंडार स्तर पर बहुत ही घटिया थी, हालाँकि, इस आँकड़े का 2006 में एस डब्ल्यू पी–1 कुएँ की योजना बनाने तथा खोदने में प्रयोग किया गया था और एस डब्ल्यू पन्ना के लिए विकास योजना के लिए घनफल की गणना करने के लिए भी प्रयोग किया गया था। उसी को पहले रिकार्ड किये गए पन्ना भूकंपीय आँकड़ों (डाटा) की अपेक्षा सिग्नल/ध्वनि अनुपात में थोड़े से सुधार के साथ 2007 में दुबारा से संसाधित किया गया। नए 3 डी आँकड़ों (डाटा) के परिणामस्वरूप, भूकंपीय आँकड़े का समय प्रतिपादन परिवर्तित हो गया और नए आँकड़ों में उच्च कोटि की विश्वस्तता (कॉन्फीडेंस) थी।"*

- अप्रैल 2008 से सितंबर 2008 के दौरान पी जे कूएँ खोदे गए। इस डब्ल्यू पी प्लेटफार्म के लिए कॉन्ट्रेक्ट सितंबर 2008 में प्रदान किए गए और संसाधित आँकड़े नवम्बर 2008 में उपलब्ध हुए। एस डब्ल्यू पी प्लेटफार्म का प्रतिष्ठापन को जनवरी 2009 में किया गया।

- यद्यपि यह सच है कि योजना/परियोजनाओं में समय के साथ आए परिवर्तनों या क्षेत्र के मापदंडों/भंडार की विशिष्टता को बेहतर ढंग से समझने के लिए संशोधन किये गए, वास्तविकता यह है की आरंम्भ से ही एस डब्ल्यू पी क्षेत्र की छिद्रता में अनिश्चितता थी। पी एम टी एस डब्ल्यू पी के लिए पी ओ डी को अंतिम रूप दे रहा था और उसी समय पर नए 3 डी आँकड़े के अभिग्रहण के लिए प्रस्ताव को भी पक्का कर रहा था। चूँकि पी एम टी जे वी एस डब्ल्यू पी क्षेत्र में अनिश्चितताओं से अवगत था उसे 3 डी आँकड़े के परिणामों की प्रतीक्षा करनी चाहिए थी। चूँकि पी ओ डी एम सी द्वारा अनुमोदित था, यह मान लिया गया कि उपरोक्त बिन्दु को एम सी, फरवरी 2008 में जानता था। पी एम टी जे वी ने 'इन प्लेस वाल्यूम को बेहतर रूप से प्राप्त करने और भविष्य के चरणबद्ध विकास के लिए अनिश्चितता को कम करने तथा विकास कूओं के स्थापन के लिए 3 डी अधिग्रहण कार्य को दृढ़ (फर्म) वर्ग के अंतर्गत सम्मिलित किया। बल्कि, जैसा पी एम टी द्वारा माना गया, *''पन्ना–मुक्ता के लिए 3डी आँकड़े लेने का मुख्य कारण था एस डब्ल्यू पी क्षेत्र का भरता विकास।'*

- पी एस सी का अनुच्छेद 7.3 (बी) कहता है कि *"कॉंट्रैक्टर अनुबंध क्षेत्र के भीतर सभी पैट्रोलियम संचालनों को कर्मठ रूप से, अविलंब, निपुणता से और सुरक्षित तथा कारीगरी से संचालित करे।"* चूँकि जे वी वर्तमान 3 डी आँकड़ों (डाटा) में कमियों से अवगत था और विशेष रूप से एस डब्ल्यू पी क्षेत्र की बेहतर तस्वीर पाने के लिए पन्ना क्षेत्र को सम्मिलित करने का निर्णय लिया, उसे सुविधाओं को प्रस्तुत करने से पहले 3 डी आँकडों (डाटा) के परिणामों के लिए,

प्रतीक्षा करनी चाहिए थी। यद्यपि पी के और एस डब्ल्यू पी प्लैटफार्म के लिए अनुबंध सितंबर 2008 में प्रदान किये गये थे, संसाधित 3 डी आँकड़े (डाटा) नवम्बर 2008 में उपलब्ध हुए।

3.6.4.2 *पन्ना क्षेत्र में वाटर इंजेक्शन परियोजना में देरी के कारण घटता उत्पादन*

3.6.4.2.1. एक क्षेत्र से तेल उत्पादन तीन चरणों से होकर गुजरता है : प्राथमिक, माध्यमिक और तृतीय। प्राथमिक तेल प्राप्ति केवल हाइड्रोकार्बन तक सीमित है, जोकि सतह पर स्वाभाविक रूप से आ जाते हैं। समय बीतने पर और तेल रिज़र्व के लगातार उत्पादन के कारण, प्राकृतिक भंडार का दबाव घटता जाता है और माध्यमिक प्राप्ति तरीकों जैसे पानी और गैस को, तेल छोड़ने के लिये इंजेक्ट किया जाता है जिससे उसे सतह पर लाया जा सके।

3.6.4.2.2. पन्ना क्षेत्र का रिज़र्वायर दबाव जोकि शुरू में (1986) 2250 पी एस आई ए[80] था, धीरे–धीरे से कम होना शुरू हो गया। परिणामस्वरूप, पन्ना क्षेत्र से उत्पादन गिरना शुरू हो गया। गिरने की दर जो 2003 में 10–12 प्रतिशत थी, 2007–08 में बढ़कर 12–15 प्रतिशत और 2010–11 में 18–20 प्रतिशत हो गई।

3.6.4.2.3. डी जी एच के साथ–साथ जे वी दोनों ही 2003 में घटते उत्पादन से अवगत थे। यद्यपि जे वी ने उस समय पन्ना में वाटर इंजेक्शन के लिये सम्भाव्यता अध्ययन किया, प्रचलित कम तेल कीमतों (यू एस डॉलर 18–12 / बी बी एल) के कारण परियोजना अलाभकारी बन गई थी। कच्चे तेल की कीमत बाद में औसत यू एस डॉलर 27.69 प्रति बैरल (2003) से बढ़कर यू एस डॉलर 50.00 प्रति बैरल (2005) और यू एस डॉलर 64.2 प्रति बैरल (2007) हो गई। हालाँकि जे वी ने, वॉटर इंजेक्शन[81] के लिए सम्भाव्यता की समीक्षा नहीं की। 2007 तक, रिज़र्वायर दबाव लगभग 2000 पी एस आई ए तक घट गया। डी जी एच के निर्देश (फरवरी 2007) पर, जे वी ने 2007–08 और 2008–09 में अध्ययन किया और वॉटर इंजेक्शन को तकनीकी रूप से सम्भव पाया। यद्यपि, शुरू होने की तिथि से 4–5 वर्षों बाद ही प्रतिफलों के मिलने की संभावना थी। चूँकि पी एस सी की अवधि 2019 में खत्म होनी थी, जे वी ने पी एस सी की अवधि को बढ़ाने की इच्छा की। 2008–09 में, डी जी एच भी जे वी द्वारा पी एस सी की अवधि के निवेदन पर सहमत हो गया और 20 जनवरी 2009 को हुई एम सी बैठक में, डी जी एच ने जे वी को पी एस सी बढ़ाने के निवेदन के साथ वॉटर इंजेक्शन प्रस्ताव की रूप रेखा प्रस्तुत करने को कहा। जे वी ने, फरवरी 2009 में, डी जी एच को सूचित किया कि उसने वॉटर इंजेक्शन की संभाव्यता पर एक विस्तृत रूप रेखा तैयार की है, परन्तु डी जी एच को संभाव्यता रिपोर्ट केवल 1 सितम्बर 2011 में प्रस्तुत की। उसने पी एस सी अवधि बढ़ाने के लिये एक निवेदन भी किया।

3.6.4.2.4. डी जी एच को अभी संभाव्यता रिपोर्ट अनुमोदित करनी है। हालाँकि डी जी एच ने जे वी को यह कहते हुये लिखा (मार्च 2012) कि *'दबाव रख–रखाव को जल्द से जल्द शुरू किया जाना चाहिये था, जब यह पता चला था कि रिज़र्वायर दबाव संतृप्ति सीमा से नीचे जा रहा है' और ऑपरेटरों 'को 2000 के शुरू में ही डब्ल्यू आई का प्रस्ताव रखना चाहिये था, यदि वे अच्छे संचालनात्मक मानकों और रिज़र्वायर प्रबंधन के बारे में गंभीर थे।'* आज की तिथि में पूर्व व्यवहार्यता अध्ययन का अनुमोदन और डी जी एच द्वारा पी एस सी की अवधि बढ़ाने पर निर्णय लंबित होने के कारण आज तक डब्ल्यू

---

[80] पाउंडस प्रति स्क्वेर इंच एब्सोल्यूट

[81] वॉटर इंजेक्शन में शामिल है इंजेक्शन कुंओं को खोदने और तेल उत्पादन बढ़ाने के लिए रिज़वार्यर में जल भरना। भरा हुआ जल रिज़वार्यर के भीतर कम दबाव को बढ़ाकर तेल को स्थान पर लाने में सहायक है।

आई योजना में आगे कोई प्रगति नहीं हुई।

3.6.4.2.5. लेखापरीक्षा ने पाया कि पी एम टी ने जे वी और डी जी एच ने यह स्वीकार कर लिया कि देरी के कारण रिज़र्वों का अनुत्क्रमणीय नुकसान होगा। देरी के प्रत्येक वर्ष पर रिज़र्वों के 4–5 एम एम बी बी एल के नुकसान होने की संभावना थी। जे वी के डी जी एच को लिखे अप्रैल 2012 के पत्र के अनुसार 'प्रेशर ड्रॉप और वर्तमान कुँओं से रिसाव के कारण किसी प्रकार का विलंब उसकी समग्र तकनीकी तथ आर्थिक व्यवहार्यता पर घातीय एवं हानिकारक प्रभाव डाल सकता है।'

3.6.4.2.6. हालाँकि, प्रस्तुतीकरण और पत्राचार में दीर्घकालिक देरी पर कोई भी कार्यवाही नहीं की गई थी। देरी के प्रत्येक वर्ष के साथ रिक्तत्ता बढ़ेगी जिसके कारण ज्यादा सुविधाओं की जरूरत पड़ेगी और ज्यादा लागत के कारण परियोजना की व्यवहार्यता पर प्रभाव पड़ता। यद्यपि डी जी एच उत्पादन की वसूली को बढ़ाने के लिए एक तकनीकी आवश्यकता के रूप में डब्ल्यू आई को कार्यान्वित करने की आवश्यकता से अवगत था, परन्तु वह मुख्य रूप से पी एस सी अवधि बढ़ाने पर निर्णय न लेने के कारण इसे शीघ्र निबटाने में असफल रहा। इस दौरान रिज़र्वायर की स्थिति बिगड़ने लगी।

3.6.4.2.7. पी एम टी जे वी ने (फ़रवरी 2014) और एम ओ पी एन जी ने (जुलाई 2014) में उत्तर में कहा कि

(i) *"पी एम टी जे वी ने पन्ना से आशातीत उत्पादन स्तर प्राप्त करने के लिए एक वैकल्पिक तरीका अपनाया, जैसे विकास कुँओं की ड्रिलींग और सक्रिय रिज़र्वायर प्रबंधन जैसाकि संचालन समिति के दिनाँक 7 अप्रैल 2003 के रिजॉल्यूशन में कहा गया था कि "पन्ना में इनफिल ड्रिलिंग के साथ क्षेत्र गैस दर में धीरे–धीरे ढील देना एक मजबूत रिज़र्वायर प्रबंधन और पन्ना बी जोन जैसे एक कोनिंग डोमिनेटिंग रिजर्वायर के लिए फील्ड विकास रणनीति है, तकनीकी और आर्थिक दोनों बिन्दुओं से।*

(ii) *जब तेल की कीमतें बढ़नी शुरू हो गई थी तो पी एम टी जे वी ने वॉटर इंजेक्शन की अपेक्षा इनफिल ड्रिलिंग को अपनाने के निर्णय पर दुबारा विचार नहीं किया, क्योंकि इनफिल ड्रिलिंग और ई पी ओ डी कार्य एक मजबूत रिज़र्वायर प्रबंधन और क्षेत्र विकास रणनीति के रूप में सिद्ध हो चुके थे।*

(iii) *वॉटर इंजेक्शन के तकनीकी जोखिमों को जब पी एम टी जे वी और जी ओ आई दोनों के लिए उसकी अपेक्षाकृत कम आर्थिक मूल्य से तुलना की गई तो पी एम टी जे वी को इस काम के निष्पादन से निर्धारित रोक दिया। पी एम टी जे वी ने जल इंजेक्शन को एक अत्यल्प परियोजना के रूप में निर्धारित किया, क्योंकि उत्पादन में संभावित वृद्धि संबंधी बढ़त यू एस डॉलर 2.2 बिलियन की उच्च अग्रिम पूंजीगत लागत, जो वॉटर इंजेक्शन के लिये आवश्यक थी, उचित नहीं लगी और परियोजना वर्तमान पी एस सी अवधि के दौरान आर्थिक रूप से व्यवहार्य नहीं थी और यदि बढ़त दे दी जाती तो भी वह अत्यल्प आर्थिक रूप से व्यवहार्य होती।*

(iv) *एक अन्वेषक अध्ययन में पाया गया कि शीघ्र इंजेक्टिड पानी का निकलना अनुमानित हाइड्रोकार्बन की क्षतिपूर्ति को कम करता है। पिछले वर्षों में वाटर इंजेक्शन योजना के क्रियान्वन से हाइड्रोकार्बन का विषम फैलाव और पन्ना रिज़रवेयर से कम प्राप्ति सामने आई,*

जबकि तेल की एक पतली परत जो गैस क्षेत्र और जलभर के बीच होती है ऐसी किसी भी वाटर इंजेक्शन योजना में पानी के लिए बहुत संवेदनशील होती है।

(v) *पी एम टी जे वी ने परिश्रमपूर्वक उचित रूप से और कार्य कुशलता से पी एस सी शर्तों और अच्छी अन्तर्राष्ट्रीय कार्य प्रणालियों और मानकों के अनुसार पन्ना मुक्ता और ताप्ती पी एस सी करार क्षेत्रों में अंतर्निहित तेल और गैस क्षेत्रों का विकास किया।''*

3.6.4.2.8. एम ओ पी एन जी ने (जूलाई 2014) में अपने उत्तर में कहा कि *उत्पादन की गिरती क्षमता का स्पष्ट ज्ञात उन जगहो पे जहॉ भूगर्भिक धटनाओं का कोई तकनीकी उपाय नहीं होता, लागत कारक वहॉ महत्वपूर्ण विषय है।*

3.6.4.2.9. डी जी एच ने (जनवरी, मार्च और अप्रैल 2012) निम्नलिखित मुद्दे उठाए a) *प्रस्ताव में* B-*जोन में वाटॅर इंजेक्षन योजना शमिल की* A-*जोन की नहीं*; b) *जे वी की कई तकनीकी प्रश्नों का उत्तर नहीं मिला जनवरी 2013 में हुई एम सी एम में, जे वी ने सूचित किया की वे वाटॅर इंजेक्शन परियोजना की व्यवहार्यता का पन्ना जलाशय में हाल ही में हुए भूगर्भिक आश्चर्यों वाटॅर डंपिंग के दो दिनों पश्चात अनुरेखक का 2–3 किलोमीटर की दूरी पर स्थित कुओं में मिलना को ध्यान में रखते हुए पुनः मूल्यांकन करेंगें।*

पी एम टी जे वी को अभी तक वाटॅर इंजेक्षन की पूर्व व्यवहयिता रिपोर्ट वर्तमान भूगर्भिक अवलोकन को शमिल कर जोन A *एवं* B *के लिए संषोधित रिपोर्ट प्रस्तुत करनी है एवं तकनीकी एवं आर्थिक रूप से व्यवहार्य परियोजना का पता लगाना है जे वी के समक्ष बरामदगी को बढ़ाने के लिए तकनीकी एवं आर्थिक रूप से व्यवहार्य परियोजना बनाने का मुद्दा है। वाटर इंजेकटिड परियोजना से रिज़वार्यर दबाव की गिरावट की रोकधाम के लिए एक तकनीकी रूप से अनुकूल परिणामों की उम्मीद है।*

3.6.4.2.10. उत्तर को निम्नलिखित की सहायता से विचार करने की आवश्यकता है :

- इनफिल कुँओं की वॉटर इंजेक्शन के एक विकल्प के रूप में ड्रिलिंग कारगर प्रतीत नहीं हुई, क्योंकि रिज़र्वायर का दबाव लगातार गिरता रहा और उत्पादन में कमी 2003 में 10–12 प्रतिशत से 2007–08 में 12–15 प्रतिशत और 2010–11 में 18–20 प्रतिशत बढ़ती रही। जे वी के अनुसार केवल 2011 में दबाव में कमी के कारण उत्पादन में गिरावट तेल के 2 एम एम बी बी एल एस के लगभग आँकी गई थी। वॉटर कट में बढ़ोत्तरी के कारण पन्ना में 40 प्रतिशत कुएं बंद कर दिये गये।

- डी जी एच ने समय–समय पर (जनवरी 2009, मार्च 2010, नवम्बर 2010 एवं अगस्त 2011) पी एम टी जे वी को पन्ना क्षेत्र में जल्दी से जल्दी रिज़र्वायर हैल्थ को सुलझाने और दबाव में कमी पर नियंत्रण करने के लिये डब्ल्यू आई को कार्यान्वित करने का निर्देश दिया। डी जी एच ने मार्च 2010 में मुख्य तौर पर कहा कि *"जब तक डब्ल्यू आई शुरू नहीं होते तब तक किसी ने भी इनफिल कुँओं पर विचार नहीं किया जा सकता है। हालाँकि लेखापरीक्षा ने देखा कि इन पत्राचारों के बावजूद, डी जी एच ने 2011–12 में भी इनफिल कुँओं का अनुमोदन जारी रखा।''*

- मार्च 2010 एवं अक्तूबर 2011 में हुई विभिन्न समितिओं। कार्यशालाओं में जे वी ने स्वीकार किया कि *पिछलें कुछ सालों में हुए अध्धयानों ने क्षेत्र की बेहतर समझ प्रदान की जिसने डब्ल्यू आई परियोजना को प्रभावी ढंग से कार्यन्नित करने में सहायता की और यह की डब्ल्यू आई*

परियोजन कार्य हेतू उपयुक्त एवं उचित है। डी जी एच ने अवलोकित किया कि '' डब्ल्यू आई की तकनीकी अध्यन ऐसी ठोस परिपक्वता पर पहुँच चुकी थी की वो कार्यन्वित हो सके मानक परिष्कृरण तथा योजना अनुकुलन डब्ल्यू आई प्ररियोजना कार्यन्वयन के समानांतर चालू रहेगा''। डी जी एच ने दृढ़तापूर्णक डब्ल्यू आई को आंरम्भ सभी क्रियाओं को 2014 के प्रांरम्भ में व्यवस्थित करने का सुझाव दिया।

- तकनीकी परियोजना के अलावा बी जोन के वाटॅर इजेक्षन परियोजना के लिए वृद्धिशील भंडारों एवं सुविधाओं की लागत को भी स्वतंत्र लेखापरीक्षकों ने समीक्षित तथा पुष्टीकृत किया नामतः अक्तूबर– नवंम्बर 2010 में वोर्ली पार्सन तथा भंडार का ज्ञान।
- सितम्बर 2011 में प्रेषित पूर्व व्यवहार्यता रिपोर्ट में भी *''परियोजना जोखिम के संदर्भ में भंडार विविधताओं अशिष्ट तेल संतृप्ति, तेल का गैस कैप की तरफ से स्थनोतरण, अन्तर्वेषिता भडारं के साथ जल अन्तर्वेषन संगतता इत्यादि हमेशा ही प्रकृति के भाग की तरह मौजूद रहेगी तथा नियमित रूप से चालू भंडार की विशेषताओं के एक भाग की तरह माना जाएगा। यह भी बताया गया* कि ज्यादातर जोखिमों विश्लेषण में मानक व्यासमापन को प्रकिया के भाग की तरह नियंत्रित एवं निमित्र कर लिया गया है।
- पी एम टी जे वी ने पूर्व व्यवहार्यता रिपोर्ट को प्रेषण के दौरान यह व्यक्त किया कि वाटॅर इंजेक्षन परियोजना के यथा परिकल्पित शीध्र कार्यन्वयन से छः *प्रतिशत* वृद्धिषीज लाभ मिल सकता है (71.6 मिलियन स्टाक बैरल तेल एवं 94.9 बी सी एफ गैस 2038 तक का आर्थिक जीवनकाल)
- रिपोर्ट की समीक्षा तथा टिप्णीयों को जे वी को आंशिक रूप में सूचित करने के लिए डी जी एच ने छः माह (अक्टूबर 2011 से मार्च 2012) लिए जबकि उसने सक्रिय रूप से तकनीकी समिति कार्यशालाओं में भाग लिया था तथा जे वी को किए जाने वाले अध्धयनों पर भी निर्देश दिए थे।
- इस बात को ध्यान में रखते हुए की वाटॅर इंजेक्शन अध्ययन अभी भी अनुमोदित होनी है तथा पी एस सी के काल पर अभी भी निर्णय होना बाकी है तथा विलम्ब का प्रतिकूल प्रभाव पुनः वरामदगी है की डब्ल्यू आई परियोजना निकट भविष्य में कार्यनिवेत होगी।

3.6.4.2.11. 2008–09 से 2011–12 तक उत्पादन मे हानि की सीमा 77282848 बी बी एल एस तेल थी जिसका मूल्य 661.86 मिलियन यूस डॉलर था।

3.6.5 पी एस सी के प्रबन्धनों का गैर अनुपालन

3.6.5.1 *कार्य योजना और बजट के प्रस्तुतीकरण और अनुमोदन में देरी*

3.6.5.1.1. पन्ना मुक्ता और मध्य एवं दक्षिण ताप्ती पी.एस.सी. के अनुच्छेद 4.2 के अनुसार, कॉन्ट्रेक्टर को प्रत्येक वित्त वर्ष के शुरू होने के 90 दिन पहले प्रत्येक वित्त वर्ष के लिये कार्य योजना एवं बजट को प्रस्तुत करना आवश्यक है। कॉन्ट्रेक्टर को ओ.सी. के जरिये डब्ल्यू पी. एंड बी, एम.सी. को अनुमोदन हेतु प्रस्तुत करना आवश्यक है। ऐसे वार्षिक डब्ल्यू पी. एंड बी को एम.सी. द्वारा अनुमोदित किया जाना आवश्यक है। आगे, पी.एस.सी. के अनुच्छेद 4.3 में कहा गया है कि कॉन्ट्रेक्टर को

अनुमोदित डब्ल्यू पी एंड बी के विवरणों को तब कि वर्तमान परिस्थितियों के प्रकाश में संशोधन प्रस्तावित करना चाहिये और ओ.सी के माध्यम से एम.सी. को डब्ल्यू.पी. एंड बी में संशोधन या सुधार को प्रस्तुत कर सकता है। इसलिए अनुबंध क्षेत्र में कोई भी पेट्रोलियम परिचालन करने के लिये एम.सी. का अनुमोदन पूर्वपेक्ष्य है।

3.6.5.1.2. डब्ल्यू.पी.एण्ड बी. की प्रस्तुत करने की समय सीमा स्पष्ट रूप से तय की गई है ताकि यह सुनिश्चित किया जा सके कि एम.सी. की समीक्षा/डब्ल्यू.पी एण्ड बी. का अनुमोदन अगले वित्त वर्ष के शुरू होने से पहले पूर्ण हो जायें और कार्य का कार्यान्वयन और खर्च पारित डब्ल्यू.पी. एण्ड बी. के अनुसार किया जा सके। यह पैट्रोलियम क्रियाकलापों और जरूरी संसाधनों को प्रगतिशील करने में भी सहायता करता है।

3.6.5.1.3. डब्ल्यू पी एंड बी के अनुमोदन तथा एम सी आर के हस्ताक्षर हेतु प्रस्तुत वित्तिय वर्षो 2008–09 से 2011–12 तक के अभिलेखो की जाँच में पाया गया कि एम सी को डब्ल्यू पी एंड बी अनुमोदन के लिए प्रस्तुत करने में 13 से 89 दिनो (सिवाय वर्ष 2008–09) की देरी थी।

3.6.5.1.4. वर्ष 2009–10 से 2011–12 में डब्ल्यू पी एंड बी के देरी से प्रस्तुत करने से सहमति जताते हुए पी एम टी जे पी ने लेखापरीक्षा को अपने जवाब (फरवरी 2014) तथा एम ओ पी एन जी को (जुलाई 2014) में बताया कि *वो डब्ल्यू पी बी की प्रस्तुति तथा अनुमोदन को समय पर करने के प्रयास लगातार जारी रखेगा। भारत के अन्य पी एस सी में भी एम सी मिटिंगों के अनुसूचित करने में भी मुश्किले पाई गई है जिससे एम ओ पी एन जी को एम सी मीटिंगो को कराने के लिए परिपत्र जारी करना पड़ा है। अतः एम सी मीटिंगो का समय पर अनुमोदन तथा करवाना कुछ ऐसा मुद्दा है जिसका सामना उद्योग जगत पर सामान्य तौर पर किया जाता है ना कि यह पी एम टी जे वी से संबंधित है।*

3.6.5.1.5. एम ओ पी एन जी ने अपने जवाब (जुलाई 2014) में कहा कि *सी ए जी की यह टिप्पणी कि वार्षिक कार्यक्रम बजट पी एम टी जे वी द्वारा समय पर प्रस्तुत किया जाए तथा एम सी का अनुमोदन वर्ष के आरंभ होने से पूर्व होना चाहिए, को अनुपालन के लिए नोट कर लिया गया है।*

3.6.5.1.6. एम ओ पी एन जी यह सुनिश्चित करे कि एम सी मीटिंगो को करवाने तथा डब्ल्यू पी एंड बी को समय पर प्रस्तुत करने के पी एस सी प्रावधानों का दृढता से पालन हो। (लेखा परीक्षा अनुशंसा का अवलोकन करें)

3.6.6 एम.ओ.पी.एन.जी./डी.जी.एच. से संबंधित लेखापरीक्षा जाँच परिणाम

3.6.6.1 *सी.ओ.एस.ए. को हस्ताक्षर न करना*

3.6.6.1.1. पन्ना मुक्ता पी.एस.सी. के अनुच्छेद 18.1 के अनुसार, कॉन्ट्रेक्टर के प्रत्येक संघटक को प्रत्येक क्षेत्र से कच्चे तेल की कॉन्ट्रेक्टर की सभी हकदारी को जी.ओ.आई. या इसके नामित को ऑफर करना आवश्यक होगा, जिससे राष्ट्रीय माँग को पूरा करने में सहायता मिल सके। जी.ओ.आई. ने पन्ना मुक्ता क्षेत्र से उत्पादित संपूर्ण कच्चे तेल को खरीदने के लिये आई.ओ.सी.एल. को अपने नामित के रूप में नियुक्त किया। इसके अतिरिक्त, पी.एस.सी. का अनुच्छेद 19.4.4 में, पन्ना मुक्ता जे.वी. और आई.ओ. सी.एल. (जी.ओ.आई. नामांकित) में अन्तर्राष्ट्रीय कच्चे तेल की बिक्री के करारों की इसी प्रकृति की सामान्यता रखी हुई शर्तों के अन्तर्गत सी.ओ.एस.ए. के प्रतिपादन पर विचार किया गया है। यद्यपि कुछ मुद्दों जैसे कि (i) डिलीवरी पॉईंट (ii) भंडारण शुल्क (iii) डैड फ्राइट (iv) यात्रा नुकसान (v) यात्रा लागत (vi) टर्मिनल शूल्क (vii) माप कन्वर्ज़न टेबल (viii) डॉलर रुपया विनिमय दर (ix) मानसून में

विलंब–समय और (x) उस पर देर से किये गये भुगतान और ब्याज आदि पर समाधान न होने के कारण सी.ओ.एस.ए. पर हस्ताक्षर नहीं हो सका।

3.6.6.1.2. पन्ना मुक्ता पी.एस.सी. के लिए सी.ओ.एस.ए. पर हस्ताक्षर न होने पर सी. एंड ए.जी. ने अपनी पिछली 1996, 2005 और 2011 की लेखापरीक्षा रिपोर्टों में टिप्पणी की है और एम.ओ.पी.एन.जी. ने प्रत्येक अवसर पर *सी. एंड ए.जी. को सी.ओ.एस.ए के शीघ्र पूरा होने का आश्वासन दिया था।* परन्तु, जे. वी. और आई.ओ.सी.एल. के बीच सी ओ.एस.ए. पर अभी तक (नवम्बर 2013) हस्ताक्षर नहीं हुये। इस प्रकार, डिलीवरी पाईंट और संबंधित मुद्दों पर समाधान न निकलने के कारण सी.ओ.एस.ए, पी.एस.सी. के हस्ताक्षर करने के 19 वर्ष बीत जाने पर भी हस्ताक्षरित नहीं हुए। सी.ओ.एस.ए के हस्ताक्षर न होने के कारण–आई.एन.आर. 724.18 करोड़ के भंडारण लागत और आई.एन.आर. 63.56 करोड़ की यात्रा लागत का समाधान नहीं हो पाया और पी.एम.टी. जे.वी. ने इसे जी.ओ.आई/जी.ओ.आई नामित यानि आई.ओ.सी.एल. से 31.03.2012 को प्राप्त करने योग्य दिखाया। इसके अतिरिक्त 1995 से 2007 के दौरान, आई ओ.सी. एल. ने आई एन आर 29.83 करोड़ की डेड फ्राइट और वो यू.एस. 37.03 मिलियन डॉलर की समुद्री यात्रा हानियों की कटौती की जोकि विवादस्पद है।

3.6.6.1.3. एम ओ पी एन जी (जुलाई ,2014) को पी एम टी जे वी ने अपने उत्तर में कहा *कि जे वी पन्ना–मुक्ता से उत्पादित कच्चे तेल को आई ओ सी एल को बेचने में पन्ना–मुक्ता पी एस सी के नियमों का पालन कर रही है और आई ओ सी एल के साथ सी ओ एस ए पर हस्ताक्षर करने की सहमति बनाने के लिए प्रयास कर रही है।*

3.6.6.1.4. जबकि एम ओ पी एन जी ने अपने पूर्व जवाब (फरवरी 2014) में बताया था कि *एम ओ पी एन जी के सर्वाधिक प्रयासो के बावजूद भी कॉन्ट्रेक्टर तथा आई ओ सी एल के बीच लगातार मतभेदो के कारण कॉन्ट्रेक्टर तथा आई सी सी एल के बीच सी ओ एस पर हस्ताक्षर नही हो पाए। जुलाई 2014 में इसने बताया कि कॉन्ट्रेक्टर तथा तेल मार्केटिंग कंपनिओं के बीच असहमति की दशा में, कॉन्ट्रेक्टर को उचित मतभेद सुलझाव प्रणाली से मतभेदों को सुलझाना चाहिए।*

3.6.6.1.5. चूँकि पी एस सी का अवधि समापन होने में केवल पाँच वर्ष बाकी है तथा आई एम एवं जी.ओ.आई. पी पी पर भारी दवाब को ध्यान में रखते हुए, जोकि कीमत में किसी भी बदलाव से आ सकता है, एम ओ पी एन जी हस्तक्षेप करे जैसा कि पूर्व पी ए सी को अपने जवाब में आश्वस्त किया गया था कि मतभेदों को जल्दी सुलझाया जायेगा तथा सी ओ एस ए को हस्ताक्षरित करने की व्यवस्था भी करे।

लेखापरीक्षा सिफारिश 15 जी.ओ.आई., आई.ओ.सी.एल. और पी.एम.टी. जे.वी. के बीच विवादस्पद मुद्दों को शीघ्रता से सुलझाने के द्वारा सी.ओ.एस.ए पर हस्ताक्षर सुनिश्चित करें।

3.7 निष्कर्ष

वर्ष 2008–12 की अवधि के लिए पी एम टी जे वी के उत्पादन सहभागिता अनुबंध पर निष्पादन लेखापरीक्षा निरंतरता ने ऐसे उदाहरणों को दर्शाया जिसमें बेहतर निगरानी करने के लिए गुंजाइश थी ताकि पी एस सी की शर्तों का पालन करना सुनिश्चित किया जा सके।

लेखापरीक्षा ने पाया कि पी एम टी जे वी उत्पादन सूची को पेट्रोलियम परिचालनों में प्रयोग करते समय और सूची से निकालते समय भारित करने की अपेक्षा क्रय करते समय लेखों को भारित कर रही थी, जो कि पी एस

सी प्रावधानों के विरूद्ध था। साझा व्यय को पन्ना–मुक्ति और ताप्ती अनुबंध क्षेत्रों के बीच युक्तिसंगत आधार जैसे कि विशेष अनुबंध क्षेत्र के लिए वास्तविक व्यय अभिज्ञेय होगा या प्राथमिक गतिविधि पर व्यय के अनुपात की अपेक्षा समान रूप में बाँटा गया, जिसके फलस्वरूप जी ओ आई पी पी प्रभावित हुई।

करारों को प्रदान करने के कमियों के उदाहरण पाये गये। पी एम टी जे वी ने वैल हैड लागत निकालने के लिये पेट्रोलियम संचालनों (प्री वैलहैड और पोस्ट वैलहैड गतिविधियां) के लिए प्रयोग की जाने वाली सभी सुविधाओं पर विचार नहीं किया जिससे जी ओ आई को अदा की जाने वाली रॉयल्टी पर प्रभाव पड़ा। उन्नत रिज़र्वों (1997 से अगस्त 2007) को केपैक्स के परिशोधन और जी ओ आई को अदा की जाने वाली अतिरिक्त रॉयल्टी को कम करने पर विचार नहीं किया।

पी एम टी जे वी ने बिना भूकंपीय ऑकड़े की प्रतीक्षा करे साउथ वेस्ट पन्ना प्रौजेक्ट शुरू कर दिया था जिससे प्रौजेक्ट को बाद में छोड़ना पड़ा जिसके चलते निष्फल व्यय हुआ। पन्ना में जल अन्तःक्षेपण प्रौजेक्ट कार्यान्वयन में हुई देरी के चलते उत्पादन में कमी आयी। आई ओ सी एल के साथ सी ओ एस ए को 1994 से डिलीवरी प्वाईंट, भंडारण शुल्क, डैड भाड़ा समुद्री यात्रा लागतें/नुकसान इत्यादि पर विवादों को न निपटाने की वजह से औपचारिक रूप नहीं दिया गया। पी एम टी जे वी को अभी दिसम्बर 2005 में समझौता करार में ओ एन जी सी के साथ सहमत संघनक के यातायात नुकसानों को निर्धारित करना है।

अध्याय–4

आरजे–ओएन–90 / 1

ब्लॉक से संबंधित लेखापरीक्षा खोजें

अध्याय 4 – आरजे–ओएन–90/1 ब्लॉक से संबंधित लेखापरीक्षा खोजें

4.1 विहंगावलोकन

4.1.1 प्रस्तावना

4.1.1.1. आर.जे.–ओ.एन.–90/1 ऑनलैड ब्लॉक, प्री–नैल्प अन्वेषण ब्लॉकों में से एक है, जिसे मई 1995 में प्री–नैल्प अन्वेषण राऊंड के राऊंड IV में शैल इंडिया प्रोडक्शन डेवलपमेंट (एस.आई.पी.डी) को प्रदान किया गया था। पी.एस.सी. को जी.ओ.आई., एस.आई.पी.डी. और ओ.एन.जी.सी. के बीच 15 मई 1995 को हस्ताक्षरित किया गया था। बाद में, एस.आई.पी.डी. की पी.आई. को सितम्बर 1998 और जून 2003 में तीन चरणों में केयर्न एनर्जी इंडिया लिमिटेड और केयर्न एनर्जी हाइड्रोकार्बन लिमिटेड (इकट्ठे तौर पर "केयर्न एनर्जी" कहा जाता है) में हस्तांतरित कर दिया गया। केयर्न एनर्जी इंडिया लिमिटेड (सी ई आई एल)[82] ब्लॉक का ऑपरेटर है।

4.1.1.2. ब्लॉक में जुलाई 1999 और नवम्बर 2008 के दौरान 25 हाइड्रोकार्बन अन्वेषण (21 तेल और 4 गैस) किये गये। उपरोक्त वर्णित अवधि के दौरान, तीन प्रभिन्न विकास क्षेत्र (डी.ए.) एम.सी. द्वारा वाणिज्यिक अन्वेषणों में शामिल करने के लिये अनुमोदित किये गये। पी.एस.सी. की शर्तों के अन्तर्गत, ओ.एन.जी.सी., जी.ओ.आई. के एक नामित के रूप में जिसे तीन विकास क्षेत्रों जैसे डी.ए.–1, डी.ए.–2 और डी.ए.–3 में से प्रत्येक के अधिकतम 30 प्रतिशत तक का पी.आई. लेने का अधिकार था। ओ.एन.जी.सी. भी ब्लॉक का लाइसेंसधारक था जो पी.ई.एल., खनन पट्टा (एम.एल.) और रॉयल्टी/पी.ई.एल./एम.एल. फीस को प्राप्त करने के लिए उत्तरदायी थे। ब्लॉक के तीनों विकास क्षेत्रों में से प्रत्येक के खोजों की संख्या निम्न है :

तालिका 22 : विकास क्षेत्रवार खोजों की स्थिति

विकास क्षेत्र (डी.ए.)	खनन पट्टे का अनुदान	क्षेत्रफल वर्ग कि.मी. में	खोजों की संख्या	
			तेल	गैस
डी.ए.–1	जून 2005	1859.00	12	2
डी.ए.–2	नवम्बर 2006	430.17	08	0
डी.ए.–3	नवम्बर 2007	822.00	01	2
योग		**3111.17**	**21**	**4**

4.1.2 भौतिक एवं वित्तीय निष्पादन

4.1.2.1. ब्लॉक से कच्चे तेल का उत्पादन 29 अगस्त 2009 को शुरू हुआ। वर्तमान में डी.ए.–1 में पाँच खोजें जैसे मंगला, सरस्वती, रागेश्वरी और रागेश्वरी दीप (गैस) और डी.ए.–2 में भाग्यम उत्पादन कर रही हैं।

---

[82] केयर्न इंडिया लिमिटेड (सी.आई.एल.) की नियंत्रक कंपनी, केयर्न एनर्जी पी.एल.सी. ने कंपनी में अपनी हिस्सेदारी के एक महत्वपूर्ण भाग को वेदांता रिसोर्सेस पी.एल.सी. को बेचने के लिए प्रस्तावित किया और सी.आई.एल. में 51 से 60 प्रतिशत की सीमा तक की अपनी हिस्सेदारी को वेदांता रिसोर्सेस पी.एल.सी. को बेचने के लिए सितंबर 2010 में सरकार की स्वीकृति माँगी। जुलाई 2011 में, जी.ओ. आई. ने उपकर मध्यस्थता मामले को हटाने और ब्लॉक के संबंध में रॉयल्टी को वसूली योग्य लागत के रूप में मानने की शर्त पर स्वीकृति दी। बाद में, केयर्न द्वारा उपकर मध्यस्थता मामला हटा लिया गया और अब , रॉयल्टी वसूली योग्य लागत बन गई है।

4.1.2.2. अनुच्छेद 15 पी.एस.सी. के अनुसार, अनुबंध की पार्टियाँ उस विकास क्षेत्र के लिये पिछले वर्ष के अन्त में प्राप्त आई.एम. के आधार पर प्रत्येक विकास क्षेत्र से लाभ तेल का हिस्सा लेंगी। जी.ओ. आई. और कॉन्ट्रेक्टर का आई.एम. गणना पर आधारित हिस्सा निम्न है :

तालिका 23 : आई.एम. गणना पर आधारित जी.ओ.आई. और कॉन्ट्रेक्टर का हिस्सा

आई.एम. स्लैब	जी.ओ.आई. का हिस्सा (*प्रतिशत* में)	कॉन्ट्रेक्टर का हिस्सा (*प्रतिशत* में)
< 1.5	20	80
> = 1.5 परंतु < 2.0	30	70
> = 2.0 परंतु 2.5 ls de	40	60
2.5 या ज्यादा	50	50

2011–12 के दौरान मार्च 2011 तक 0.68 के आई.एम. पर आधारित लाभ पेट्रोलियम में जी.ओ.आई. का हिस्सा 20 प्रतिशत निकाला गया।

4.1.2.3. ब्लॉक में व्यय मार्च 2012 तक यू.एस. डॉलर में 6229.71 मिलियन था। 2009–10 से 2011–12 तक उत्पादन, बिक्री, बिक्री राजस्व, रॉयल्टी और उपकर का विवरण निम्न प्रकार थे :

तालिका 24 : लागत, उत्पादन, बिक्री और बिक्री राजस्व

वर्ष	लागत यू.एस. डॉलर मिलियन				उत्पादन तेल (एम.एम.टी.)	बिक्री राजस्व (यू.एस. डॉलर मिलियन)	जी.ओ. आई[83] पी.पी. (यू.एस. डॉलर मिलियन)
	अन्वेषण	विकास	उत्पादन	कुल			
2008-09*	616.51	1383.32	-	1999.83	*	*	*
2009-10	11.22	921.54	96.46	1029.22	0.45	205.69	शून्य
2010-11	-0.98	694.89	821.18	1515.09	5.15	2789.33	शून्य
2011-12	-1.13	439.10	1247.60	1685.57	6.55	4840.61	449.41
योग	625.62	3438.85	2165.24	6229.71	12.15	7835.63	449.41

* मार्च 2008 तक संचित लागत, उत्पादन 29 अगस्त 2009 से शुरू

ऑपरेटर ने डी.ए.– 1 से यू.एस. डॉलर 5471.64 मिलियन वसूल किये और ओ.सी./एम.सी. के अनुसमर्थन के विचाराधीन होने के कारण यू.एस. डॉलर 413.80 मिलियन (मार्च 2012) की लागत वसूली को टाल दिया गया। डी.ए.–2 के संबंध में मार्च 2012 तक यू.एस. डॉलर 108.06 मिलियन वसूलने के साथ यू.एस. डॉलर 233.88 मिलियन शेष वसूले नहीं गये थे। विवरण नीचे दिया गया है।

[83] *जी.ओ. आई.पी.पी.= जी.ओ.आई. का लाभ पेट्रोलियम*

तालिका 25 : मार्च 2012 तक लागत वसूली की स्थिति

(राशि मिलियन यू.एस. डॉलर में)

विवरण	डी.ए.–1	डी.ए.–2
कुल राजस्व	7718.69	108.06
कुल लागत खर्च की गई	5885.44	341.94
घटायें टाली गई लागत वसूली	413.80	00.00
वसूली योग्य अनुबंध लागत	5471.64	341.94
लाभ तेल/(न वसूली गई लागत)	2247.05	(233.88)

(स्त्रोत : फॉरमैट # 4 एवं 5, ई.ओ.वाई. विवरण 2012)

तालिका 26 : रॉयल्टी एवं उपकर

(आई.एन.आर. करोड़ में)

वर्ष	रॉयल्टी	उपकर	योग
2009-10	120.79	112.80	233.59
2010-11	1842.50	1306.60	3149.10
2011-12	3556.46	1770.42	5326.88
योग	5519.75	3189.82	8709.57

4.1.3 इस अध्याय में जाँचों का प्रस्तुतीकरण

इस अध्याय का पैरा 4.1.4 लेखापरीक्षा नमूने लेने से संबंधित है। लेखापरीक्षा के दौरान पाये गये अनुपालन, राजस्व और प्राप्ति संबंधित मुद्दे क्रमशः पैरा 4.2, 4.3 और 4.4 में है।

4.1.4 नमूने की प्रक्रिया

2008–09 से 2011–12 की अवधि के दौरान, ऑपरेटर द्वारा (अनुमानतः यू.एस. डॉलर 2392 मिलियन कीमत के) एक मिलियन यू.एस. डॉलर से अधिक वस्तुओं और सेवाओं के 199 प्राप्ति और सेवा अनुबंध देशी और विदेशी विक्रेताओं को दिये गये, जिनमें से 60 प्राप्ति मामलों (यू.एस. डॉलर 1849 मिलियन की लागत के) की समीक्षा की गई।

4.2 अनुपालन मुद्दे

4.2.1 एम सी बैठकों के कार्यवृत्त को अंतिम रूप देने में हुई देरी

4.2.1.1. पी.एस.सी. ने अन्य बातों के साथ विकास योजनाओं या ऐसी विकास योजनाओं के संशोधन या कुछ जोड़ने में एम.सी. का अनुमोदन प्राप्त करने के लिए कहा गया है। आगे, पी.एस.सी. का अनुच्छेद 5.10 एवं 5.11 यह भी कहता है कि बैठक के समाप्त होने की तिथि से 28 दिन की अवधि समाप्त होने से पहले कार्यवृत्त तैयार किये जाएं और कार्यवृत्त प्राप्त होने के 21 दिनों के भीतर सदस्यों

द्वारा कार्यवृत्त का अनुमोदन किया जाए। इस प्रकार, एम.सी. बैठको के कार्यवृत्त 49 दिनों की अधिकतम अवधि में अनुमोदित हो जाने चाहिये।

4.2.1.2. वर्ष 2008–09 से 2011–12 के दौरान हुई एम.सी. बैठकों से संबंधित दस्तावेजों की समीक्षा में पाया गया कि जुलाई 2010 और सितम्बर 2011 के बीच हुई पाँच एम सी बैठकों से संबंधित कार्यवृत्त को अंतिम रूप देने में 115 से 213 दिन (49 दिनों की अधिकतम अवधि के सापेक्ष में) लगे। जिससे कार्यवृत्त के अनुमोदन होने में 66 से 164 दिनों की देरी हुई। कार्यवृत्त के अनुमोदन की तिथि को, एम.सी. को प्रस्तुत प्रस्तावों के अनुमोदन (अस्वीकृति) की तिथि के रूप में लिया गया। कार्यवृत्त को समय पर अंतिम रूप/अनुमोदन देने के अभाव में गतिविधियों में देरी हुई, जैसाकि नीचे दिए गए पैरा में टिप्पणी की गई है।

4.2.1.3. एम.ओ.पी.एन.जी. ने उत्तर (जून 2014) दिया कि

- *ओ.एन.जी.सी. का प्रतिनिधि एम.सी. का चेयरमैन था तथा केयर्न का प्रतिनिधि जो कि ऑपरेटर था, एम.सी. का सचिव था। एम.सी. के सचिव की तरफ से मीटिंग का कार्यवृत्त बनाने एवं आगे की कार्यवाही में देरी हुई।*
- *किसी भी क्रियाकलाप में कार्यवृत्त मे हस्ताक्षर की वजह से देरी नहीं हई क्योंकि निर्णय समय पर एम.सी. मीटिंग में लिए गए थे, जो कि बाद में कार्यवृत्त में दर्ज किए गए थे।*

4.2.1.4. ऑपरेटर ने अपने जवाब (जुलाई 2014) में एम.ओ.पी.एन.जी. को बताया कि *एम.सी. की मीटिंग के कार्यवृत्त तैयार किये गये और ऑपरेटर द्वारा 15 दिनों के भीतर प्रचालित कर दिए गए और अन्य सदस्यों की सहमति/टिप्पणी प्राप्त करने के लिए हर संभव प्रयास किए गए ताकि हस्ताक्षरित कार्यवृत्त को जल्दी से जारी किया जा सके।*

4.2.1.5. लेखापरीक्षा के विचार से एम.सी. के कार्यवृत्त का अनुमोदन या अंतिम रूप देना एम.सी. का आंतरिक मामला था जो कि पी.एस.सी में दिए गए समय के अनुसार पूरा कर लिया जाना चाहिए था।

4.2.2 ऑप्टीमाइजेशन अवधारणा के अनुमोदन में देरी

4.2.2.1. मंगला क्षेत्र के विकास में प्राप्त अनुभव से, ऑपरेटर ने भाग्यम क्षेत्र के लिये एक ऑप्टीमाइजेशन अवधारणा को प्रस्तावित (अप्रैल 2010) किया, जिसे एम.सी. द्वारा 20 अगस्त 2010 को विवेचित किया गया। एम.सी. का अंतिम अनुमोदन 13 सिदम्बर 2010 को सूचित किया। इस प्रकार, एम. सी. बैठक की तिथि से 115 दिनों का समय बेहतरी अवधारणा के अनुमोदन में लग गया। इससे गतिविधियों के शुरू होने में देरी हुई।

4.2.2.2. एम.ओ.पी.एन.जी. ने जवाब (जून 2014) में कहा कि *भाग्यम ऑप्टीमाइजेशन अवधारणा मेनेजमेन्ट कमेटी (एम.सी) जो कि 19 जुलाई 2010 को हुई थी में किया गया जिसमें एम.सी ने सलाह दी कि ओपरेटर को अवधारणा में ओपरेटिग कमेटी (ओ.सी) के माध्यम से उचित रूप देना चाहिए। ओ. सी का प्रस्ताव अंततः ओपरेटर द्वारा 20 अगस्त 2010 को प्रस्तुत किया गया जो कि एम.सी द्वारा पुनरीक्षण किया गया। एम.सी. का प्रस्ताव (एम.सी.आर) डी.जी.एच द्वारा 11 अक्तूबर 2010 को हस्ताक्षरित किया गया जबकि बचे हुए एम.सी. के प्रतिनिधियों के एम.सी.आर पर हस्ताक्षर 13 दिसम्बर 2010 को*

किए गए। इसने आगे बताया कि अवधारणा के ओप्टीमाईजेशन पर महत्वपूर्ण विचार–विमर्श एम.सी की मीटिंग के बाद हुए तथा शीघ्र निर्णय लेने के लिए बिना एम.सी की भौतिक मीटिंग की प्रतिक्षा किए कार्यवृत्त प्रचलन के द्वारा हस्ताक्षरित करवाये गये।

4.2.2.3. ओपरेटर ने अपने जवाब (जुलाई 2014) में एम.ओ.पी.एन.जी को बताया कि वह इस बात को एम.सी में उठाएगा तथा एम.सी. बैठकों के समयोजित अनुमोदन/समाप्ति को सुनिश्चित करने के लिए आपसी सहमति बनायेगा।

4.2.2.4. तथ्य यह रहा कि भाग्यम अवधारणा पर 20 अगस्त 2010 को एम.सी की सहमति होने के बावजूद एम.सी के क्रियाकलाप को शुरू करने में अनुमोदन के कार्यवृत्त लगभग 4 महीने के बाद 13 दिसम्बर 2010 को हस्ताक्षरित हुए जिससे फलतः 2010–11 का बजट पूरी तरह से उपयोग नहीं हो सका।

लेखापरीक्षा सिफारिश 16 सभी हिस्सेदार सुनिश्चित करें कि एम.सी बैठकों के कार्यवृत्त को परियोजनाओं के निष्पादन में देरी से बचने के लिये सही समय पर अंतिम रूप दें।

4.2.3 कार्य योजना एवं बजट को प्रस्तुत करने में देरी

4.2.3.1. पी.एस.सी के अनुच्छेद 6.7 और 9.11 में वर्णित है कि विकास और उत्पादन संचालनों से संबंधित डब्ल्यू.पी. एंड बी. को ओ.सी. द्वारा एम.सी के अनुमोदन हेतु आने वाले वर्ष के संबंध में, प्रत्येक वर्ष 31 दिसम्बर से पहले प्रस्तुत किया जाए।

4.2.3.2. लेखापरीक्षा ने ओ.सी. द्वारा एम.सी. को डब्ल्यू.पी. एंड बी. (2008–09 से 2011–12) के प्रस्तुतीकरण और बाद में एम.सी द्वारा अनुमोदन में देरी को पाया जैसाकि नीचे सारांश में दिया गया है:

तालिका 27 : डब्ल्यू.पी. एंड बी. की प्रस्तुति में देरी

डब्ल्यू.पी एंड बी. वर्ष के लिए	ओ.सी द्वारा एम.सी को प्रस्तुति की देय तिथि	एम.सी को प्रस्तुत करने की वास्तविक तिथि	दिनों में देरी	एम.सी द्वारा अनुमोदन की तिथि	एम.सी के अनुमोदन के लिए, लिये गये दिन
	ए	बी	सी=ए–बी		डी बी–सी
2008–09	31 दिसम्बर 2007	31 मार्च 2008	91	7 जुलाई 2008	98
2009–10	31 दिसम्बर 2008	21 अप्रैल 2009	111	30 जून 2009	70
2010–11	31 दिसम्बर 2009	12 अप्रैल 2010	102	20 अगस्त 2010	130
2011–12	31 दिसम्बर 2010	21 अप्रैल 2011	111	16 दिसम्बर 2011	239

4.2.3.3. वर्ष 2008–09 से 2011–12 के दौरान एम.सी. को ओ.सी. द्वारा अनुमोदित डब्ल्यू.पी. एंड बी. के प्रस्तुतीकरण में 91 से 111 दिनों की देरी हुई। आगे, एम.सी द्वारा डब्ल्यू.पी. एवं बी. को अनुमोदित करने में 70 से 239 दिन लग गए। इस प्रकार, वार्षिक डब्ल्यू.पी. एवं बी. की प्रस्तुति और अनुमोदन में देरी से पी एस सी में निर्धारित समय सीमा का उल्लंघन हुआ साथ ही एम सी के अनुमोदन के बिना डब्ल्यू.पी. एंड बी में वर्णित गतिविधियां भी जारी रहीं।

4.2.3.4. ऑपरेटर ने कहा (नवम्बर 2012) कि *एफ.डी.पी बहु–वर्षी कार्यक्रम थे और वार्षिक डब्ल्यू. पी. एवं बी केवल वर्ष दर वर्ष आधार पर व्यय को चरणों में दिखा रहे थे। एक विशिष्ट बहु–वर्षीय परियोजना में, जो चीज ज्यादा आलोचनात्मक थी, वो परियोजना स्वीकृति थी, जो एम.सी अनुमोदित*

एफ.डी.पी के कारण से अस्तित्व में थी। इसलिये, समय पर परियोजना को पूरा करने के हित में, ऑपरेटर ने परियोजना निष्पादन जारी रखा। ऑपरेटर ने अपने जवाब (जुलाई 2014) में एम.ओ.पी.एन. जी. से कहा कि वह पी.एस.सी द्वारा निर्धारित समय को पालन करने का प्रयत्न करेगा।

4.2.3.5. एम.ओ.पी.एन.जी ने अपने जवाब (जून 2014) में कहा कि *पी.एस.सी सुनिश्चित करता है कि कॉन्ट्रेक्टर एम.सी को पिछले वर्ष के 31 दिसंबर तक वार्षिक कार्यक्रम एवं बजट प्रस्तुत करे। हालाँकि एम.सी द्वारा अनुमोदन देने की कोई समय सीमा नहीं है, सभंवतः एम.सी के पास वर्ष शुरू होने से पहले वार्षिक प्रोग्राम के अनुमोदन के लिए तीन महीने (90 दिन) का समय है। इस पृष्ठभूमि में बजट के अनुमोदन में एम.सी द्वारा लिया गया समय मूलतः अलग नहीं है तथा सामान्यतः पी.एस.सी. द्वारा निर्धारित समय का पालन हुआ है।*

4.2.3.6. ऑपरेटर का उत्तर स्वीकार्य नहीं है क्योंकि डब्ल्यू.पी. एवं बी अनुमोदित बजट में ही एक विशेष कार्यकलाप को प्राधिकृत करता है। एफ.डी.पी का अनुमोदन, डब्ल्यू.पी. एंड बी के समय से अनुमोदन के लिये पी.एस.सी में विहित समय अवधि का पालन करने की आवश्यकता में बाधा नहीं है। एम.ओ.पी.एन.जी का तर्क कि पी.एस.सी की डब्ल्यू.पी. एव ंबी से सम्बन्धित पी.एस.सी. समय सीमा का अनुपालन किया गया, तर्कसंगत नही है क्योंकि एम.सी को ओ.सी द्वारा डब्ल्यू.पी. एवं बी. का प्रस्तुतीकरण व एम.सी द्वारा डब्ल्यू.पी. एवं बी का अनुमोदन दोनों में विलम्ब हुआ।

4.2.3.7. पी.एस.सी के अर्न्तगत, एम.सी सामान्यतः ओ.सी की सिफारिशों पर कार्य करता है। इसलिये ओ.सी की कार्यप्रणाली के महत्त्व और सम्बन्ध पर अधिक जोर नही दिया जाना चाहिये। ऊपर संदर्भित उदाहरण मुख्यतः नियन्त्रण से सम्बन्धित मुद्दे थे जो उत्पादन पर परिणामी प्रभाव से देरी के संदर्भ में परिलक्षित हुए और जिन्हें संबोधित किया जा सकता था जब ओ.सी. तथा एम.सी. अपने कार्य सक्रिय नजरिये के साथ उनके संबंधित क्षेत्रों में सामूहिक इकाईयों की भावना के साथ करेगें।

4.2.3.8. वर्ष के प्रारम्भ होने से पहले डब्ल्यू.पी. एंड बी. के अनुमोदन की आवश्यकता है। डब्ल्यू.पी. एंड बी. एकमात्र दस्तावेज है जो अनुमोदित बजट में किसी विशेष क्रियाकलाप को प्राधिकृत करता है। इसलिए, डी.जी.एच./एम.सी. समेत सभी हिस्सेदारों को डब्ल्यू.पी. एंड बी. के समयोचित अनुमोदन को सुनिश्चित करने के लिए तालमेल के साथ कार्य करना चाहिए जैसा कि पी.एस.सी. में प्रावधान है कि एम.सी. वार्षिक अधार पर विकास तथा उत्पादन बजटों को अनुमोदित करता है। (लेखापरीक्षा सिफारिश संख्या 1 देखें)

4.2.4 जी ओ आई को लाभ पेट्रोलियम का कम भुगतान

4.2.4.1. पी.एस.सी का अनुच्छेद 27.2 अन्य बातों के साथ कहता है कि कॉन्ट्रेक्टर डिलीवरी स्थान[84] से पहले की सभी लागतों के लिये उत्तरदायी होगा और जी.ओ.आई या इसके नामित (कच्चे तेल को निकालने के लिये) डिलीवरी स्थान के बाद सभी लागतों के लिये उत्तरदायी होंगे। इस प्रकार, खरीददार को डिलीवरी स्थान के बाद व्यय करना होगा। एक अंतरिम प्रबंध के तहत जी.ओ.आई. ने (अक्टूबर 2009 में) कॉन्ट्रेक्टर को कांडला पोर्ट पर अंतरिम डिलीवरी स्थल स्थापित करने की अनुमति दी जिससे कि क्रूड को जी.ओ.आई. नामितो (एच.पी.सी.एल एवं मंगलौर रिफाइनरी और पैट्रोकेमिकल्स

[84] अनुच्छेद 1.23 के अनुसार "डिलीवरी स्थान से तात्पर्य है, जैसाकि अन्यथा इसमें दिया हुआ है को छोड़कर या फिर अन्यथा सरकार और कॉन्ट्रेक्टर के बीच सहमति हुई हो, वह स्थान जहाँ डिलीवरी सुविधा के निकास फ्लेज पर पेट्रोलियम पहुँचता हो और सरकार को बिक्री के प्रयोजन के लिए तथा अन्य बिक्रियों हेतु विभिन्न डिलीवरी स्थान बनाए जा सकते हैं।

लिमिटेड (एम.आर.पी.एल) को उपलब्ध कराया जा सके। इस प्रकार जी.ओ.आई द्वारा नामितो को हस्तांतरण के लिए केवल कांडला तक किया गया व्यय वसूली योग्य है।

4.2.4.2. लेखापरीक्षा ने पाया कि एच.पी.सी.एल ने 0.80 एम.एम.टी के आवंटन की अपेक्षा कोई क्रूड नहीं लिया और ऑपरेटर ने एम.आर.पी.एल एवं आर.आई.एल. को अक्टूबर 2009 से जून 2010 तक कांडला के डिलीवरी स्थल (जिसे केवल एम.आर.पी.एल. तथा एच.पी.सी.एल. को क्रूड परिवहन के लिए अनुमोदित किया गया था) के माध्यम से क्रूड का परिवहन किया। लेखापरीक्षा ने पाया कि हालांकि पी. एस.सी. में कहा गया है कि डिलीवरी स्थल से आगे के लिए परिवहन लागत का वहन खरीददार द्वारा किया जाएगा फिर भी ऑपरेटर ने एम.आर.पी.एल एवं आर.आई.एल. को डिलीवरी स्थल से आगे क्रूड के लिए यू.एस. डॉलर 8.87 मिलियन का जहाजरानी व्यय किया और इसे राजस्व से समायोजित कर लिया।

4.2.4.2.1. यू.एस. डॉलर 8.87 मिलियन की वसूली के कारण जी.ओ.आई के पी.पी को यू.एस. डॉलर 1.77 मिलियन (यानिः यू.एस. डॉलर 8.87 मिलियन का 20 प्रतिशत) का कम भुगतान हुआ।

4.2.4.2.2. ऑपरेटर ने कहा (नवम्बर 2012) कि *एच.पी.सी.एल ने कच्चे तेल को उठाने में असमर्थता जाहिर की थी, आर.आई.एल (एम.आर.पी.एल सहित) को बिक्री ट्रकों के द्वारा की गई और आर.आई.एल को बिक्री के बिना, उत्पादन कार्यक्रम बुरी तरह से प्रभावित हो जाता। उसने यह भी कहा कि ट्रकों द्वारा आर.आई.एल क साथ बिक्री को नियमित करने के लिए जी.ओ.आई से उसका निवेदन विचाराधीन है। ऑपरेटर ने अपने उत्तर (जुलाई 2014) में एम.ओ.पी.एन.जी को कहा कि आर.आई.एल को बिक्री एक आर्मस लेंथ बिक्री थी और तदनुसार डिलवरी स्थान से आगे की पोत परिवहन लागतों को बिक्री कीमत से घटा लिया गया और इसलिए, किये गए समायोजन पी.एस.सी के अनुसार थे।*

4.2.4.2.3. एम.ओ.पी.एन.जी ने अपने उत्तर (जून 2014) में बताया कि *कॉन्ट्रेक्टर को 29 अगस्त 2012 को डी.जी.एच द्वारा डॉलर 8.88 मिलियन की लागत वापिसी को अमान्य करने का परामर्श दिया गया। व 31 जनवरी 2014 को इसकी निरन्तरता में अनुस्मारक भी दिया।*

4.2.4.2.4. आपरेटर का उत्तर स्वीकार्य नहीं था क्योंकि जी ओ.आई द्वारा निर्दिष्ट डिलीवरी स्थान से परे यू.एस. डॉलर 8.87 मिलियन की शिपिंग लागत का समायोजन पी.एस.सी प्रावधानों का उल्लंघन करता है और यह जी.ओ.आई को लाभ पेट्रोलियम के कम भुगतान का परिणाम बना।

लेखापरीक्षा सिफारिश 17 आपरेटर को पी.एस.सी प्रावधानों के अनुरूप लागत वसूली करनी चाहिये क्योंकि इस संबंध में कोई भी विचलन जी ओ आई के पी पी के भुगतान पर प्रभाव डाल सकता है।

4.3 राजस्व मामले

4.3.1 एम.आर.पी.एल–जी.ओ.आई नामित की ब्लॉक से क्रूड उठाने में असमर्थता के कारण कच्चा तेल निकालने में देरी

4.3.1.1. पी.एस.सी. के अनुच्छेद 18.2 के अनुसार जी.ओ.आई. या इसके नामित का कॉन्ट्रैक्ट क्षेत्र से पूरे कच्चे तेल को क्रय करने का दायित्व है। तदनुसार 2007 की IV तिमाही से ब्लॉक से 100000 से 120000 बी ओ.पी.डी के उत्पादन होने से, जी.ओ.आई ने आर.जे क्रूड खरीदने के लिये जी.ओ.आई नामित नियुक्त करने के लिये आई.ओ. सी.एल, ओ.एन.जी सी–एम.आर.पी.एल, एच.पी.सी.एल और ऑपरेटर (सी.ई.आई.एल) से चर्चा (जुलाई 2005) की गई। चर्चा के दौरान, ऑपरेटर ने जोर दिया कि

मनोनीत जी.ओ.आई नामित पूरे उत्पादन को उठाने के लिए वचनबद्ध होना चाहिये और 2007 की चौथी तिमाही से इसे मिडस्ट्रीम/पाईपलाइन की आधारभूत संरचना ऑफटेक के लिये तैयार रखना चाहिये। ओ.एन.जी.सी और एच.पी.सी.एल दोनों ने पूरे क्रूड को संसाधित करने में अपनी समर्थता की पुष्टि की यह दर्शाते हुए कि एक पाईपलाइन[85] बारमेर से मुंद्रापोर्ट तक उनकी वर्तमान रिफाइनरियों जैसे एम.आर. पी.एल और एच.पी.सी.एल मुम्बई/विशाख रिफाइनरी तक क्रूड ले जाने के लिये बिछाई जायेगी।

4.3.1.2. जी.ओ.आई ने अन्ततः आर.जे क्रूड के लिये जी.ओ.आई नामित के रूप में एम.आर.पी.एल को मनोनीत (सितम्बर 2005) किया। फिर भी, लगभग 18 महीनों की अवधि के बाद, एम.आर.पी.एल ने जी.ओ.आई को सूचित (मार्च 2007) किया कि आर जे क्रूड उच्च बहाव बिंदू और अवशिष्टों के साथ बहुत चिपचिपा है और वर्तमान में, वह केवल प्रतिवर्ष 1.0 से 1.2 मिलियन टन ले सकता है, क्योंकि पूरे आर जे क्रूड को संसाधित करने के लिये बॉम्बे हाई क्रूड के बढ़े हुए आबंटन की आवश्यकता होगी। ऑपरेटर और एम आर पी एल के बीच कच्चे तेल की कीमत, यातायात लागत इत्यादि को लेकर भी मुद्दे थे।

4.3.1.3. एम आर पी एल द्वारा मुख्य रूप से आर जे क्रूड की विशेषताओं के कारण पूरे आर जे क्रूड को लेने में असमर्थता के लिये दिए गए औचित्य निम्न दृष्टिकोण से स्वीकार्य नहीं है :

- जी ओ आई ने तेल कम्पनियों (ओ एन जी सी –एम आर पी एल सहित) को आर जे क्रूड को निकालने के लिये जी ओ आई नामित के रूप में प्रस्ताव देने से पहले अपना टैक्नो–इकनोमिक विश्लेषण करने और एक व्यवसायिक निर्णय लेने के लिए कहा (मार्च 2005)।
- ऑपरेटर ने ओ एन जी सी, एच पी सी एल और आई ओ सी एल को, जुलाई 2005 में उत्पादन प्रोफाइल के विवरण, क्रूड तेल एस्से (ब्लॉक से कच्चे तेल का विश्लेषण) भेजे। इसके अतिरिक्त, क्रूड तेल एस्से (अगस्त 2004) से पता चला कि आर जे क्रूड उच्च बहाव बिंदु कम सल्फर और अधिक अवशेष के साथ विवर्ण और चिपचिपा था।
- ओ एन जी सी ने स्वयं पुष्टि की कि उसकी रिफाइनरी (एम आर पी एल) आर जे ब्लॉक में जैसे खोजे गए भारी क्रूड को संसाधित करने में समर्थ है और इसलिये ब्लॉक से पूरे क्रूड का उत्पादन करने का प्रस्ताव दिया।

4.3.1.4. जी.ओ.आई. के नामित होने के बाद एम.आर.पी.एल. के द्वारा आर.जे. क्रूड संसाधित करने में असमर्थता जाहिर करने के कारण निम्नलिखित परिणाम हुए:

- कई जी ओ आई रिफाइनरियों का जी ओ आई नामित के रूप में नामांकन करना।
- बारमेर से सलाया से भोगत (गुजरात) डिलीवरी स्थान को बदलना और बारमेर से सालाया से भोगत तक यू एस डॉलर 1108 मिलियन (मार्च 2013) की लागत पर एक पाईपलाइन बिछाना।
- सरकारी नामित एम आर पी एल का आर जे क्रूड उठाने में असफलता के कारण 2007 की चौथी तिमाही से 2009 की दूसरे हॉफ तक उत्पादन के शुरू होने को बदलना।

---

[85] इस पाइपलाइन को ओ एन जी सी या एच पी सी एल की लागत पर बिछाया जाना था, जैसाकि उत्पादन सहभागिता अनुबंध का अनुच्छेद 27.2 अन्य बातों के साथ कहता है कि कॉन्ट्रेक्टर डिलीवरी स्थान से पहले की सभी लागतों के लिए और जी ओ आई या उसके नामिती (कच्चा तेल निकालने के लिए) के लिए उत्तरदायी होगा। आरंभ में, आर जे क्रूड को निकालने के लिए डिलीवरी स्थान राजस्थान में बारमेर था जिसे एम आर पी एल के आर जे क्रूड को लेने से इंकार करने पर सलाया स्थनांतरित (अप्रैल 2008) कर दिया गया।

4.3.1.5. एम ओ पी एन जी ने अपने उत्तर (जून 2014) में बताया कि *एम आर पी एल ने अपने अच्छे आर्थिक हित में और जी.ओ.आई. की बहुसंख्य रिफाइनरियों को नामांकित करने के द्वारा एम ओ पी एन जी ने एम आर पी एल के कच्चे तेल को उठाने में कठिनाई के मुद्दे पर काबू पाया।*

4.3.1.6. एम ओ पी एन जी का उत्तर मान्य नही है क्योंकि एम.आर.पी.एल. ने जी.ओ.आई. के नामित होने से पहले आर.जे. कच्चे कुए की विशेषताओं के बारे में जानकारी होते हुए भी (जुलाई 2005), पूरे कच्चे तेल को तैयार करने में असमर्थता बहुत देर बाद जताई जिसने उत्पादन और आर जे ब्लॉक से कच्चे तेल के निक्रमण का प्रतिकूल प्रभाव दिखाया।

4.3.2 पाईपलाइन के पूरा होने में देरी के कारण उत्पादन का स्थगन

4.3.2.1. एम आर पी एल की पूरे आर जे क्रूड को उठाने में असमर्थता (मार्च 2007) की दृष्टि से, ऑपरेटर (अप्रैल 2007) ने जी ओ आई को कई रिफाइनरियों का नामांकन करने, नामित रिफाइनरियों के लिए उपयुक्त डिलीवरी स्थान (बारमेर से) को बदलना और गुजरात में *बारमेर से सालाया* 580 कि.मी. पाईपलाइन बिछाने का निवेदन (अप्रैल 2007) किया। जी ओ आई ने गुजरात तट पर *बारमेर से सालाया* तक डिलीवरी स्थान को बदलने का अनुमोदन (अप्रैल 2008) एक शर्त पर किया की जी.ओ.आई. सरकारी नामितियों के रूप में कई पी एस यू रिफाइनरियों को मनोनीत कर सकती है। एक पाईपलाइन बिछाने का कार्य पहले ही जून 2008 में शुरू हो चुका था जब ऑपरेटर ने जी ओ आई को सूचित (दिसम्बर 2008) किया कि सालाया का डिलीवरी स्थान पारिस्थितिक परिस्थितियों[86] के कारण संभव नहीं है और इसे गुजरात कोस्ट पर भोगत में बदलने का निवेदन किया। इसमें *सालाया से भोगत* तक 80 कि.मी. की एक अतिरिक्त पाईपलाइन बिछाया जाना शामिल था, जिसे जी ओ आई ने जुलाई 2009 में मान लिया।

4.3.2.2. हालाँकि लेखापरीक्षा ने पाया कि *बारमेर से सालाया* तक की पाईपलाइन जून 2009 में नियत समाप्ति की अपेक्षा लगभग 10 महीनों की देरी से मई 2010 में पूरी हुई। *सालाया से भोगत* पाईप लाइन 2010 की दूसरी तिमाही में समाप्ति के लिए नियत थी, जो यान्त्रीक रूप से जून 2014 (जो अब चालू है) में नियत समय के लगभग 4 साल की समाप्ति पर पूरी हुई। ऑपरेटर ने समापन में देरियों को राजस्थान और गुजरात में प्रयोग[87] के अधिकार प्राप्त करने (आर ओ यू) किसानों के संघीकरण स्थानीय राजनीतिक आन्दोलनों इत्यादि पर आरोपित किया। इन देरियों और अन्य कारणों जैसे कार्यक्षेत्र और डिज़ाइन, मुख्य उपकरण और पैकेजिंग के कारण बदलाव, भूमि और आर ओ यू लागतों इत्यादि में बढ़ोतरी के कारण पाईपलाइन की लागत यू एस डॉलर 941 मिलियन की अनुमोदित लागत की अपेक्षा यू एस डॉलर 1108 मिलियन (मार्च 2013) तक बढ़ गई।

4.3.2.3. पाईपलाइन के पूरा होने में देरी के परिणाम निम्न है :

- पाईपलाइन के पूरा होने में 9 महीनों से ज्यादा की देरी के कारण, कुँओं की *ड्रिलींग को दुबारा पुनर्योजित* किया गया, ताकि पाईपलाइन के पूरा होने के साथ उत्पादन को सम्मिलित किया जा सके। 29 अगस्त 2009 से उत्पादन शुरू होने के साथ, *क्रूड की बिक्री* 14 जून 2010 तक पाईपलाइन के उपलब्ध न होने के कारण टैंकरों से हुई और 15 जून 2010 से पाईपलाइन के जरिये।

---

[86] *से तात्पर्य है भूमि प्रयोग के अधिकारों का अभिग्रहण*

[87] *राष्ट्रीय समुद्रविज्ञान संस्थान, गोवा द्वारा किये गए अध्ययन पर आधारित, जिसने कच्छ की खाड़ी में सलाया तट–रेखा से परे पर्यावरणीय संवदेनशील क्षेत्र की उपस्थिति को खोजा था।*

- लेखापरीक्षा ने पाया कि पाईपलाइन चालू करने से पहले, मई 2010 में औसत उत्पादन 51115 बी ओ पी डी था, जो कि पाईपलाइन चालू करने के बाद जुलाई 2010 में 101544 बी ओ पी डी लगभग दोगुना था। ऑपरेटर ने पाईपलाइन की उपलब्धता को उत्पादन बढ़ोतरी का श्रेय (जनवरी 2013) दिया। इस प्रकार, पाईपलाइन के न उपलब्ध होने के कारण नियंत्रित/संतुलित उत्पादन रहा, जिसके परिणामस्वरूप उत्पादन का स्थगन करना पड़ा।
- जब तक कि सालाया से भोगत पाईपलाइन पूरी और चालू नही हो जाती, तब तक एच पी सी एल, एम आर पी एल और अन्य कोस्टल रिफाईनरियों को आर जे क्रूड की बिक्री नहीं की जा सकती।

4.3.2.4. एम ओ पी एन जी ने अपने उत्तर (जून 2014) में बताया कि *आर जे ओ एन'90/1 से बनाये गये कच्चे तेल में काफी मोम था। जिसने कच्चे तेल को साफ करने के कार्य की जटिल बनाया दिया। भारत में भारी कच्चे तेल के परिवहन के लिये आधार भूत संरचना उपलब्ध नही थी। 670 किलोमीटर लम्बी पाइपलाइन की बनाने के बाद आवश्यक पर्यावरण निकासी राज्य सरकार से भूमि अधिग्रहण सहायता में समय लगा। परियोजना की जटिलता को ध्यान में रखते हुऐ जो कि भारत में पहली बार किया जा रहा था, वास्तविक समाप्ति सूची ने सम्बन्धित ऐंजसियों के निष्पादन को संतुष्टिजनक दर्शाया और जिसे किसी भी तरह विलम्बित नही कहा जा सकता।*

4.3.2.5. ऑपरेटर ने एम ओ पी एन जी को अपने उत्तर (जुलाई 2014) में बताया कि *भोगट सुविधायों की समाप्ति से सभी तटीय रिफानियरइयों की देखने और आर.जे. कच्चे तेल की मूल्य बढाने से अन्तराष्ट्रीय बाजार में बराबरी आई जे कि सम्पूर्ण उत्पादित कच्चे तेल की समय पर उठाने में सहायता करेगा।*

4.3.2.6. जबकि लेखापरीक्षा पाईपलाईन परियोजना की जटिलता का आभार प्रकट करता है, लेकिन एम ओ पी एन जी का विचार कि वास्तविक समाप्ति सूची में संतुष्टिजनक निष्पादन दर्शाया गया, मान्य नही है। प्रोजेक्ट समाप्त करने में चार वर्ष का समय लग गया और प्रोजेक्ट की मूल्य भी 17 *प्रतिशत* वृद्धि जिसे कि सन्तुष्टिजनक नही कहा जा सकता।

4.3.3 नामांकित जी ओ आई रिफाइनरियों द्वारा कच्चे तेल को न उठाना

4.3.3.1. जी ओ आई ने आर जे क्रूड से तेल निकालने के लिये जी ओ आई नामितियों के रूप में कई जी ओ आई रिफाइनरियों को मनोनीत करने का निर्णय (फरवरी 2008)०लिया। जी ओ आई रिफाइनरियों जैसे आई अे सी एल, एच पी सी एल, बी पी सी एल और एम आर पी एल ने भी जी ओ ओ आई को इंगित (अक्तूबर 2008) किया कि वे ब्लॉक से 7.5 से 8.75 एम एम टी पी ए अनुमानित उत्पादन की अपेक्षा 3.5 से 4.2 एम एम टी पी ए का अवशोषण कर सकते थे। क्रम में जी.ओ.आई ने (मार्च 2009) एम.आर.पी.एल., एच.पी.सी.एल. एवं आई.ओ.सी.एल. को 2009–10 एवं 2010–11 में नियोजित उत्पादन का कुछ हिस्सा खरीदने के लिए नामित किया।

4.3.3.2. जी ओ आई रिफाइनरियों को दिया गया क्रूड के आबंटन की मात्रा और वास्तविक ऑफटेक 2009–10 से 2011–12 तक निम्न था :

तालिका 28 : क्रूड का आवंटन और ऑफटेक

;(आँकड़ें एम एम टी में)

वर्ष	आवंटन			वास्तविक ऑफटेक		
	एम आर पी एल	एच पी सी एल	आई ओ सी एल	एम आर पी एल	एच पी सी एल	आई ओ सी एल
2009-10*	0.20	0.30	0.20	0.20	-	-
2010-11*	0.40	0.50	1.50	0.07	-	0.42
2011-12	-	-	1.50	-	-	0.98
कुल	0.60	0.80	3.20	0.27	-	1.40
	0.60+0.80.3.20=4.60			1.67 (36 ***प्रतिशत***)		

* 14 जून 2010 तक आर जे क्रूड को निकालना टैंकरों के जरिये था

4.3.3.3. हालाँकि लेखापरीक्षा ने पाया कि जुलाई 2005 और अक्टूबर 2008 में आर जे क्रूड को लेने और संसाधित करने में अपनी सहमति और समर्थता दर्शाने के बावजूद, नामांकित जी ओ आई रिफाइनरियाँ निम्नलिखित कारणों से आर जे क्रूड से अपने आवंटित भाग को उठाने में असफल रही :

- वर्ष 2010–11 के दौरान, एम आर पी एल ने आबंटित क्रूड का अपना पूरा हिस्सा नहीं उठाया और जून 2010 में आर जे क्रूड को संसाधित करने में असमर्थता के कारण क्रूड उठाना बंद कर दिया, जब तक कि उनकी रिफाइनरी में कोकर यूनिट नहीं लगी थी।
- एच पी सी एल ने 2009–10 और 2010–11 के दौरान आबंटनों के बावजूद यह कहते हुये कोई क्रूड नहीं उठाया कि कांडला (एम आर पी एल/एच पी सी एल के लिये नामित डिलीवरी स्थान) क्रूड को उठाकर उसकी विज़ाग रिफाइनरी पर संसाधित करने के लिए किफायती नहीं है।
- आई ओ सी एल ने व्यवसायिक व्यवर्हायता के आधार पर आबंटित क्रूड उठाने की पुष्टि की।

4.3.3.4. इस प्रकार, आर जे क्रूड के अपने आबंटित हिस्से को उठाने में नामांकित सरकारी रिफाइनरियों की असफलता के कारण से :

- नियंत्रित/संतुलित उत्पादन जिससे 0.41 एम एम टी की कमी हुई जैसाकि 2009–10 के दौरान वास्तविक उत्पादन (0.45 एम एम टी) के साथ पुर्वानुमान उत्पादन (0.86 एम एम टी) की तुलना द्वारा इंगित किया गया है।
- ऑपरेटर को ब्लॉक से उत्पादित क्रूड के अनावंटित हिस्से को घरेलू निजी रिफाइनरियों को बेचने की विपणन स्वतंत्रता (अक्टूबर 2009) देना, 2009–10 से 2011–12 तक घरेलू निजी रिफाइनरियों को बिक्री ब्लॉक से कुल उत्पादन के 51.11 और 87.57 प्रतिशत के बीच थी।

4.3.3.5. एम ओ पी एन जी (जून 2014) ने अपने उत्तर में कहा कि *आरजे–ओएन–90/1 से उत्पादित क्रूड तेल भारी था जिसमें घनी मोम थी जिसने क्रूड शोधन को कठिन काम बना दिया। इसके अतिरिक्त, एम आर पी एल'एस की क्रूड तेल को उठाने की असमर्थता के कारण उत्पन्न हुई परेशानी जोकि शुरूआत में योजित थी एम ओ पी एवं एन जी ने काबू कर ली थी और उत्पादन में विलम्ब को नामित बहु–रिफाइनेरियों जिसमें निजी रिफाइनेरियाँ भी थी, द्वारा ठहराव दिया।*

4.3.3.6. लेखापरीक्षा ने एम ओ पी एन जे के विचार कि आर जे–ओएन–90/1 से उत्पादित क्रूड तेल घनी मोम के साथ भारी है, ध्यान दिया है। हालाँकि, तथ्य है कि पी एस यू रिफाइनरियाँ जोकि जी.

ओ.आई. से नामित है, आर जे क्रूड के आवंटित केवल पी एस यू की जिसकी सम्पूर्ण मात्रा धारा 18.2 के अन्तर्गत जी.ओ.आई. द्वारा नामितों द्वारा निकालना जरूरी था। को भी लेने में असफल रही थी, ने आवश्यक तैयारी की कमी की पुष्टी की।

4.3.4 सरकारी रिफाइनरियों के लिये सृजित आधारभूत संरचना का कमतर उपयोग करना

4.3.4.1. जी.ओ.आई. ने राधानपुर और विरामगम (अतिरिक्त वितरण स्थानों) पर आई ओ सी एल की क्रमशः पानीपत और कोयाली रिफाइनरी से आर जे क्रूड की वितरण को सुविधाजनक बनाने के लिये यू एस डॉलर 64.73 मिलियन (राधानपुर : यू एस डॉलर 54.73 मिलियन और विरामगम यू एस डॉलर 10 मिलियन) की अनुमानित लागत तथा इसकी पूंजी और परिचालन और रख–रखाव व्यय की वसूली लागत के साथ दो स्पर लाईनें (बारमेर से सालाया पाइपलाईन पर) लगाने का अनुमोदन (अक्टूबर 2009) किया। राधानपुर और विरामगम के वितरण स्थान क्रमशः जुलाई 2010 और जनवरी 2012 में यू एस डॉलर 58.84 मिलियन (राधानपुरः यू एस डॉलर 48.99 मिलियन और विरामगम : यू एस डॉलर 9.85 मिलियन) की लागत पर लगाये गये।

4.3.4.2. लेखापरीक्षा में पाया गया कि 2010–11 और 2011–12 के दौरान 3 एम एम टी के आवंटन की अपेक्षा आई ओ सी एल ने केवल 1.40 एम एम टी को निकाला, जो कि इसके आवंटनों का केवल 46.67 प्रतिशत था। आधारभूत संरचना के उपयोग के संबंध में, यह पाया गया कि क्रूड परिवहनों की 40000 बी ओ पी डी (39 प्रतिशत) (राधानपुर) की क्षमता के अपेक्षा केवल 15777 बैरल प्रतिदिन (बी ओ पी डी) और 60000 बी ओ पी डी (विरामगम) (8 प्रतिशत) की क्षमता की अपेक्षा केवल 4744 बी ओ पी डी था। ऑपरेटर ने इसे आई ओ सी एल इत्यादि द्वारा निर्धारित की गई, आई ओ सी एल पाईपलाइन में औसत बहाव दबाव आर जे क्रूड का सम्मिश्रिण अनुपात जैसे कारणों को उत्तरदायी (फरवरी 2013) ठहराया।

4.3.4.3. इस प्रकार, *बाड़मेर से सालाया* पाईपलाइन पर आई ओ सी एल के लिये दो समर्पित स्पर लाईनें लगाने के बावजूद, आई ओ सी एल द्वारा आर जे क्रूड की आबंटित मात्रा को निकालने में असफल होने के कारण राधनपुर और विरामगम में यू एस डॉलर 58.84 मिलियन से सृजित आधारभूत संरचना का बड़े पैमाने पर कमतर उपयोग किया गया।

4.3.4.4. एम ओ पी एन जी (जून 2014) के अपने उत्तर में कहा कि

- *भारी क्रूड (कच्चे) तेल को निकालने के आधारभूत संरचना नहीं थी और रिफाइनरियाँ भारी कच्चे तेल को शोधित करने से लैस (सज्जित) नहीं थी।*
- *एम ओ पी एन जी ने बहु (कई) रिफाइनरियों को नामित किया, वो भारी कच्चे तेल के शोधन की प्रक्रिया की तकनीकी समस्याओं को ध्यान में रखते हुए कच्चे तेल को निकालने को ओपटीमाइज कर सकती थी।*
- *आई ओ सी ने अपनी प्लांट और मशीनरी तथा परिवहन की तकनीकी सीमाओं के अधीन रहते हुये भारी कच्चे तेल की मात्रा को अधिकतम निकालने के लिए श्रेष्ठता का प्रयास किया। हालाँकि, आई ओ सी से वास्तविक अपलिफटिंग रिफाइनरियों के भारी तेल के साथ हल्के तेल मिश्रण को संचलान करने की क्षमता पर निर्भर था। इन परिस्थितियों के कारण आई ओ सी ने उसे आवंटित से कम मात्रा निकाली।*

- *स्पर लाईन्स (रामधनपुर और वीरमगम पर) तत्वतः आई ओ सी रिफाइनरियों को मुख्य पाइप लाइन से जोड़ती है जोकि तेल को करार क्षेत्र से नजदीकी बंदरगाह तक परिवहन कर रही है। स्पर लाइनों की लागत महत्वहीन हो जाती है जब इसको मुख्य पाइपलान जिसकी लागत यूएस डॉलर 1 बिलियन से अधिक है से तुलना करते हैं। ऐसी स्पर लाइनों के अभाव में, तेल ट्रकों के माध्यम से परिवहन होंगे, जोकि अधिक घाटे का विकल्प होगा।*

4.3.4.5. हालाँकि लेखापरीक्षा ने एम ओ पी एन जी एस के विचार में पाया कि समर्पित पाइपलाइन आधारभूत संरचना (रघनपुर और विरमगम पर स्पर लाइन) आई ओ सी के लिए सृजित की गयी थी, जिसके बावजूद भी आई ओ सी आर जे तेल की आवंटित मात्रा को भी निकालने में असफल रहा। प्रतिक्रिया केवल सृजित सुविधाओं का कमतर उपयोग को पक्का करती है।

4.3.5 ब्लॉक से उत्पादित क्रूड की कीमत

4.3.5.1 *अगस्त 2009 से अनुबंध क्षेत्र से उत्पादन के बावजूद आर जे क्रूड की कीमत का अनिर्धारण*

4.3.5.1.1. पी एस सी का अनुच्छेद 19.2 प्रबंध करता है कि प्रत्येक कैलेंडर महीने या ऐसी अवधियों जैसाकि पार्टियों[88] के बीच सहमति हुई, के लिये क्रूड तेल के मूल्य हेतु प्रति बैरल यू एस डॉलर के संदर्भ में निश्चित किया जायेगा। पी एस सी के अनुच्छेद 19.6 में यह भी प्रबंध है कि गणना, गणना का आधार और निश्चित की गई कीमत कॉन्ट्रेक्टर (सी ई आई एल, सी ई एच एल और ओ एन जी सी) द्वारा जी.ओ.आई. को दी जायेगी और इसे अंतिम बार निश्चित करने से पहले यह जी.ओ.आई. द्वारा समझौते के अधीन होगा, और लंबित अंतिम निर्धारण होने पर कॉन्ट्रेक्टर द्वारा निश्चित की गई कीमत प्रयोग में लाई जायेगी।

4.3.5.1.2. जैसाकि सरकार द्वारा नामित रिफाइनरियाँ उनको आबंटित क्रूड तेल की मात्रा को नहीं निकाल रही थी, जी.ओ.आई. ने शेष मात्रा को घरेलू निजी रिफाइनरियों को बेचने की विपणन स्वतंत्रता कॉन्ट्रेक्टरों को दे दी, (अक्टूबर 2009) यह निर्धारित करते हुए कि कॉन्ट्रेक्टर द्वारा ली गई निवल बैक क्रूड कीमत पी एस सी के अनुसार होगी और पी एस सी के अन्तर्गत निर्धारित मानदंड क्रूड कीमत के लिये अन्तर्राष्ट्रीय कीमत से कम नहीं होना चाहिए, ऑपरेटर ने जी.ओ.आई. को सूचित (जून 2010) किया कि जी.ओ.आई. अनुमोदन के आधार पर, ऑपरेटर ने घरेलू निजी रिफाइनरियों (आर आई एल और ईओएल) के साथ टर्म शीट करार किये थे और इन रिफाइनरियों का मूल्य निर्धारण जी.ओ.आई. द्वारा नामित (आई ओ सी एल) के साथ सहमत फार्मूले, जिसमें पाईपलाइन बिक्री के लिये अतिरिक्त यू एस डॉलर 0.15 प्रति बैरल और तटवर्ती आपूर्तियों के लिये यू एस डॉलर 0.75 प्रति बैरल पर आधारित था।

4.3.5.1.3. लेखापरीक्षा ने पाया कि

- क्रूड तेल के मूल्य को निकालने के फार्मूले पर एम ओ पी एन जी द्वारा अभी सहमति होनी बाकी है और जी.ओ.आई. द्वारा नामांकित रिफाइनरियों को की गई बिक्री, ऑपरेटर और खरीददार के बीच

---

[88] पार्टियों से तात्पर्य है कि इस अनुबंध के लिए जो पार्टियाँ हस्ताक्षरकर्त्ता है जिसमें उनके उत्तराधिकारी भी शामिल है और जिन्हें इस अनुबंध के अंतर्गत अभ्यपर्ण की अनुमति है। तदनुसार वर्तमान में इस अनुबंध के लिए पार्टियाँ हैं भारत सरकार, ओ एन जी सी लिमिटेड, केयर्न एनर्जी इंडिया लिमिटेड और केयर्न एनर्जी हाईड्रोकार्बन लिमिटेड।

तय मूल्य पर आधारित थी, जो कि बोनी लाईट (नाईजिरियन) क्रूड मूल्यांकन के उच्च और कम मूल्य के प्रतिदिन मीन मूल्य के औसत पर आधारित थी, जैसा कि प्लेट्स में प्रकाशित हुआ है। इसके अतिरिक्त, मंगला क्रूड के उच्च बहाव बिंदु और अधिक गाढ़ेपन के कारण खरीददार को खरीददार की रिफाइनरी तक कच्चे तेल को हस्तांतरित और संभालने में अतिरिक्त लागत लगने के कारण मानदंड (बेंचमार्क) क्रूड (बोनीलाईट) से 2.14 प्रतिशत की अतिरिक्त छुट दी गई।

- अन्तर्राष्ट्रीय मूल्य निर्धारण विशेषज्ञ, जिन्हें क्रूड मूल्य निर्धारित करने के लिये नियुक्त (सितम्बर 2009) किया गया था, ने अप्रैल 2010 में जी.ओ.आई. को मसौदा रिपोर्ट प्रस्तुत की, जिसे जुलाई 2010 में हिस्सेदारों के साथ सरकार द्वारा बाँटा गया। *हिस्सेदारों के साथ लगातार चर्चाओं के बावजूद, आर जे क्रूड के मूल्य के संबंध में सरकार का निर्णय अभिलेखों (जुलाई/अगस्त 2012) पर उपलब्ध नहीं था।* जी.ओ.आई. के सहमत मूल्य के अभाव में, बिक्री ऑपरेटर और खरीददार के बीच सहमत मूल्य फार्मूला पर जारी रही।

- ऑपरेटर द्वारा निजी रिफाइनरियों (आर आई एल/ईओएल)[89] के साथ किये गये (जून 2010) टर्मशीट करार तय मूल्य पर आधारित थे, जिनमें पूर्वव्यापी प्रभाव के साथ मूल्य संशोधन का प्रावधान नहीं था और निजी क्षेत्र की रिफाइनरियों ने पूर्वव्यापी प्रभाव के साथ अस्थायी रूप से मूल्य व्यवस्था पर सहमत होने में असमर्थता जाहिर की है। जी.ओ.आई. ने ऑपरेटर को सूचित (15 जून 2010) करते हुये कहा कि घरेलू निजी रिफाइनरियों के साथ मूल्य संशोधन के संबंध में ली गई स्थिति स्वीकार्य नहीं है, ने सुझाव (जुलाई 2010) दिया कि इन रिफाइनरियों को की गई बिक्री को अस्थायी मूल्यों पर किया जाये, जब तक कि जी.ओ.आई. का अंतिम निर्णय नहीं आ जाता। जी.ओ.आई. ने ऑपरेटर से यह भी कहा कि वर्ष 2010–11 में इन रिफाइनरियों को न्यून मात्राओं को तभी बेचे, यदि वे मूल्य शर्तों से सहमत हों। जी.ओ.आई. के इन निर्देशों और जी.ओ.आई. द्वारा मूल्य निर्धारण को अंतिम रूप देने के लंबित होने के बावजूद, इन रिफाइनरियों को वर्ष 2010–11 और 2011–12 के दौरान क्रूड बिक्री की गई।

4.3.5.1.4. एम ओ पी एन जी (जून 2014) ने अपने जवाब में कहा कि

- *धारा 19 बिक्री सौदों के तीन वर्गों से निपटता है (क) आर्मस लैन्थ सौदे (ख) सरकार/सरकार द्वारा नामित बिक्री और (ग) आर्मस लैन्थ सौदों से अलग अन्य सौदे। एग्रीमेंट के अनुसार, सभी बिक्री सौदे पहले दो वर्गों के अंतर्गत सौदे माने गये थे।*

- *धारा 19.3 जोकि आर्मस लैंथ सौदे से संबंधित है किसी विशेष मूल्य प्रणाली का अनुबद्ध नहीं करती है, क्योंकि मूल्य बाजार निर्धारित होंगे। जबकि धारा 19.4 जो सरकार/सरकार द्वारा नामित से संबंधित है, सामान्य (आम) मूल्य प्रणाली जो, कच्चे तेल के मूल्य को अंतर्राष्ट्रीय मूल्य से जोड़ती है का अनुबद्ध करती है।*

- *धारा 19.6 अनुबद्ध करती है कि जब तक सरकार या सरकारी कम्पनी मूल्य पर आपत्ति नहीं करती है तब तक अंतिम स्थापित मूल्य का उपयोग होगा। क्योंकि मूल्यें आर्मस लैंथ माना गया हैं, सरकार को कोई आपत्ति नहीं है, जहां तक, कॉन्ट्रेक्टरों द्वारा मूल्य प्रभार किया जाता है। किसी असंगतता के अन्वेषण के अभाव में मूल्य को लाभ पेट्रोलियम एवं रॉयल्टी के लिए स्थिर*

---

[89] *आर आई एल–75000 बैरल/दिन और एस्सार 30000 बैरल/दिन*

माना जा सकता था।

- *लेखापरीक्षा रिफाइनरीज आरोपित मूल्य की सत्यता पर अभ्यावेदन दे सकता है विशेषतौर पर कि क्या आर्मसलैंथ पर कोई कार्य संपादन है।*

4.3.5.1.5. एम ओ पी एन जी का जवाब निम्नलिखित कारणों से स्वीकार्य नहीं था :

- एम ओ पी एन जी (जुलाई 2010) ने निर्दिष्ट (बताया) किया कि प्रभार मूल्य अस्थायी था। पी एस सी के अनुबंध कहता है कि मूल्य जी.ओ.आई. के *समझौते के अधीन* है। जी.ओ.आई. (एम ओ पी एन जी) ने (जुलाई 2010) को बताया कि किये गये प्रभार मूल्य अस्थायी थे। वास्तव में मूल्य प्रभार पर अभी भी जी.ओ.आई. सहमत नहीं हुई है, यद्यपि पी एस सी में ऐसा समझौता अनिवार्य है।

- उसी सूचना में, एम ओ पी एन जी ने सुस्पष्टता से कहा कि घरेलू निजी रिफाइनरियों की बिक्री आर्मस लैंथ सौदे नहीं माने थे। एम ओ पी एन जी का तुरंत उत्तर इस स्थिति में विपरीत लगता है।

4.3.5.1.6. ऊपर वर्णित स्थितियों और तथ्य के आधार पर मूल्य जी.ओ.आई. के अधिकार क्षेत्र में आते हैं, लेखापरीक्षा के लिए रिफाइनरियों से मूल्य प्रभार की सच्चाई पर अथवा मूल्य प्रभार अन्यथा पर टिप्पणी करना मुश्किल होगा और कि क्या कोई सौदा आर्मस लैंथ बिक्री में था या नहीं जब तक कि जी.ओ.आई. पी एस सी के प्रावधानों के संदर्भ में इसे अनुमोदित नहीं कर देती है।

लेखापरीक्षा सिफारिश 18 जी ओ आई तुरंत आर जे क्रूड के लिए मूल्य को अंतिम रूप ताकि पी पी, रॉयल्टी इत्यादि की गणना स्थिर आधार पर की जा सके।

4.3.5.2 *ऑपरेटर द्वारा किया गया सी ओ एस ए*

4.3.5.2.1. आर जे ब्लॉक से क्रूड की बिक्री अक्टूबर 2009 में शुरू हुई और इसके लिये, ऑपरेटर ने विभिन्न खरीददारों जैसे आई ओ सी एल, आर आई एल और ईओएस आदि के साथ क्रूड की बिक्री के लिये सी ओ एस ए/टर्म शीट करार पर हस्ताक्षर किये।

4.3.5.2.2. हालांकि लेखापरीक्षा ने पाया कि ओ एन जी सी ने जे वी पार्टनर के रूप में खरीददारों के साथ इस आधार पर सी ओ एस ए पर हस्ताक्षर नहीं किये कि खरीददार और ऑपरेटर (सी ई आई एल) के बीच हस्ताक्षरित सी ओ एस ए में ब्लॉक से क्रूड की बिक्री एक सहमत के लिए मूल्य है जबकि जी.ओ.आई. ने ऑपरेटर को सूचित किया कि इन बिक्रियों के लिए मूल्य एक अस्थायी मूल्य होगा जब तक जी.ओ.आई. द्वारा मूल्य को अंतिम रूप नहीं दे दिया जाता। ओ एन जी सी ने आगे कहा कि घरेलू निजी रिफाइनरियों (आर आई एल और ईओएल) को बिक्री के लिये वितरण स्थान अभी जी ओ आई द्वारा तय किये जाने हैं।

4.3.5.2.3. एम ओ पी एन जी ने अपने प्रत्युत्तर में कहा कि *यह मुद्दा एक अन्तर–कॉन्ट्रेक्टर मुद्दा है जो सरकार को प्रभावित नही करता। फिर, वर्तमान में प्रयोग होने वाले सुपुर्दगी स्थान सरकार द्वारा अनुमोदित किया गया है तथा अनुमोदित सुपुर्दगी स्थान पर जो मूल्य लगाया गया वह कॉन्ट्रेक्टरो के सभी घटको के लिये समरूप देखा गया।*

4.3.5.2.4. एम ओ पी एन जी का प्रत्युत्तर इस तथ्य के प्रकाश में देखा जा सकता है कि ओ एन

जी सी जे वी सहभागी के रूप में खरीददारों के साथ सी ओ एंड ए/टर्न शीट अनुबंध हस्ताक्षर करने से पृथक रहा, जिसे किसी विधिक या एग्रीमेंटत्मक मुद्दे को टालने के लिये समय पर हस्ताक्षर करना चाहिए था।

4.4 प्राप्ति मामले

4.4.1 आई ओ सी को क्रूड की सुपूर्दगी के लिये विरामगम टर्मिनल पर आधारभूत संरचना के मूल्य में वृद्धि

4.4.1.1. पी एस सी का अनुच्छेद 23.2 कहता है कि कॉन्ट्रेक्टर यथोचित पद्धतियाँ अपनायेगा, जिनमें वस्तुओं और सेवाओं को प्राप्त करने के लिये निविदा पद्धतियाँ शामिल है। संचालन करार[90] के खंड 4.5.11 के अनुसार, ऑपरेटर यू एस डॉलर एक सौ हजार (यू एस डॉलर 100,000) से ज्यादा व्यय का कोई भी अनुबंध निविदा द्वारा प्रदान करेगा, जब तक कि ओ सी अन्यथा एकमत से सहमत न हो।

4.4.1.2. ऑपरेटर ने आई ओ सी एल को क्रूड की डिलीवरी के लिये विरामगम टर्मिनल पर आधारभूत संरचना का सृजन करने के लिये 10 अप्रैल 2011 तक निर्धारित समापन के साथ यू एस डॉलर 2.00 मिलियन के अभियांत्रिकी, प्राप्ति और निर्माण (ई पी सी) का अनुबंध एल एंड टी को प्रदान (सितम्बर 2010) किया।

4.4.1.3. हालाँकि लेखापरीक्षा ने पाया कि आधारभूत संरचना के निर्माण के लिये निविदायें 5 निविदाकर्त्ताओं को भेजी गई, जिन्हें अगस्त 2009 में अंतिम रूप दिया गया मुख्य ई पी सी अनुबंध (सालाया से भोगत पाईपलाइन) के लिये तकनीकी अहर्त्ता प्राप्त पाया गया। दो निविदायें प्राप्त हुई और अनुबंध एल एंड टी को दिया गया। एक बोली लगाने वाले जो पहले की निविदा (अगस्त 2009) में पूर्व–अहर्त्ता प्राप्त था, को अनुबंध देना, सीमित निविदा आधार पर अनुबंध को देना था और यह उचित नहीं था क्योंकि यह बहुत ज्यादा भागीदारी को सुनिश्चित नहीं करता था।

4.4.1.4. ऑपरेटर ने कहा (जनवरी 2013) कि *जब विरामगम के लिये स्पर लाईन के निर्माण पर विचार किया गया तो वह मात्रा में था और कार्य की प्रकृति पहले किये गये गर्म और विद्युत–रोधित पाईपलाइन के समान थी। ऑपरेटर ने भी अपने उत्तर मे एम ओ पी एन जी को कहा (जुलाई 2014) कि यद्यपि लागत में वृद्धि हुई थी लेकिन परियोजना की समग्र लागत में वृद्धि नहीं हुई। ऑपरेटर ने यह भी कहा कि आई ओ सी के साथ अभियांत्रिकी चुनोतियों/इंटरफेस के मुदे के कारण अभिकल्पना बदलाव/ परिवर्तन आवश्यक हो गए थे।*

4.4.1.5. ऑपरेटर का उत्तर स्वीकार्य नहीं है क्योंकि कार्य की लागत धीरे–धीरे शुरूआत में प्रदान की गई यू एस डॉलर 2 मिलियन लागत से यू एस डॉलर 5 मिलियन तक बढ़ गई, जो संकेत देती है कि शुरू में बनाये गये अनुमान सही नहीं थे। परिणामस्वरूप, ऑपरेटर प्रतिस्पर्धात्मक निविदा से बचता रहा। समापन समारोह (जुलाई 2014) के दौरान ऑपरेटर ने आशवासन दिया कि परियोजना के लिए एम सी का पूर्वव्यापी अनुमोदन लिया जाऐ।

4.4.2 साईट ग्रेडिंग के लिये नामांकन आधार पर अनुबंध देना

4.4.2.1. पाईपलाइन परियोजना के भोगत टर्मिनल की साईट ग्रेडिंग के लिये यू एस डॉलर 1.323

---

[90] संचालन अनुबंध से तात्पर्य है पेट्रोलियम संचालनों के परिचालन के संदर्भ में कॉन्ट्रेक्टर द्वारा किये गये संचालन अनुबंध।

मिलियन (आई एन आर 5.95 करोड़) पर जनक बिल्डकॉन प्रा. लि. को निर्धारित समापन तिथि 12 अप्रैल 2010 को पूरा करने के लिए एक कॉन्ट्रेक्ट दिया (11 जनवरी 2010) गया। कार्यान्वयन के दौरान, कॉन्ट्रेक्टर को सख्त चट्टानों का सामना करना पड़ा और कार्य पूरा नहीं हो सका। पाँच महीनों से भी ज्यादा समय बीत जाने के बाद, ऑपरेटर ने सख्त चट्टानों के कारण अतिरिक्त कार्य के लिये आई एन आर 1.53 करोड़ का एक रूपांतर आदेश जारी (4 अक्टूबर 2010) किया, जिससे कॉन्ट्रेक्ट की राशि आई एन आर 7.48 करोड़ तक बढ़ गई। कॉन्ट्रेक्टर ने बाद में 2010 के अंत में काम को बिना खत्म किये छोड़ दिया, क्योंकि साईट ग्रेडिंग के कार्य के समाप्त होने में देरी से भोगत टर्मिनल के निर्माण प्रभावित होने की संभावना थी, ऑपरेटर ने साईट ग्रेडिंग के शेष कार्य को करने के लिये मुख्य कॉन्ट्रेक्टरों से मोलतोल करना प्रस्तावित (दिसम्बर 2011) किया।

4.4.2.2. लेखापरीक्षा ने पाया कि मार्च 2012 में आई एन आर 23.38 करोड़ की कीमत पर कार्य पुंज लॉयड लिमिटेड (पी एल एल) को दिया गया। साईट ग्रेडिंग कार्य आई एन आर 24.76 करोड़ (जनक बिल्डकॉन प्रा.लि.–आई एन आर 5.06 करोड़ और पी एल एल–आई एन आर 19.70 करोड़) की लागत पर समाप्त (जुलाई 2013) हुआ।

4.4.2.3. ऑपरेटर ने कहा (जनवरी 2013) कि *कार्यान्वयन के दौरान, कॉन्ट्रेक्टर को जिन दिक्कतों का सामना करना पड़ा वे जमीन की अनपेक्षित परिस्थितियों, स्थानीय हिस्सेदारों से रूकावटों इत्यादि थी, जिसके कारण प्रगति धीमी रही और कार्य की गुणवत्ता भी स्वीकार्य नहीं थी। इस प्रकार, जिन परिस्थितियों में पी एल एल को कार्य दिया गया, उनकी भी शुरूआत में वर्णित परिस्थितियों से तुलना नहीं की जा सकती थी।* ऑपरेटर ने एम ओ पी एन जी को अपने प्रत्युत्तर (जुलाई 2014) में यह भी कहा कि *सविदा जनक को स्थलाकृतिक एवं भौगोलिक सर्वेक्षण के प्राप्ति के आधार पर दिया गया था। लेकिन चट्टान जो स्थान पर पायी गई अधिक कठोर थी जिसको खोदने के लिये अतिरिक्त विशेषीकृत उपकरणों की आवश्यकता थी जो मूल क्षेत्र में आवश्यक नही थे। इस प्रकार, पी एल एल के द्वारा निष्पादित क्षेत्र पर्याप्त रूप से अधिक था जो मूल सविदा में स्थान क्रम निर्धारण के लिये अनुमानित था।*

4.4.2.4. ऑपरेटर का उत्तर स्वीकार्य नहीं था, क्योंकि जनक बिल्डकॉन प्रा. लि. को स्थान के टोपोग्राफिक और जियोटैक्निकल सर्वेक्षणों के आधार पर कार्य प्रदान किया गया था, जो स्पष्ट रूप से चट्टानों की प्रकृति और गंभीरता का पूर्वानुमान नहीं लगा सके। यह अन्तिम रूप से पी पी एल को बिना कीमतों के औचित्य का आकलन किये आभाषी रूप से नामांकन आधार पर कार्य प्रदान करने के लिये उत्तर दायी हुआ। इसके अतिरिक्त, कार्य अप्रैल 2010 तक शुरूआती निर्धारित समाप्ति की अपेक्षा (जुलाई 2013) को समाप्त हुआ। इस प्रकार, लगभग 3 वर्षों की देरी थी, जबकि स्थानीय हिस्सेदारों की अवरोधों के कारण साईट केवल 26 दिनों के लिए तक बंद रही। इसके कारण अंततः पी एल एल को, नामांकन आधार और ऊँची लागत पर कार्य प्रदान किया गया, क्योंकि दरों के तार्किक मूल्यांकन की कोई प्रतिस्पर्धातमक निविदा खुली नहीं थी। प्रस्थान सम्मेलन (जुलाई 2014) के दौरान ऑपरेटर ने आश्वस्त किया कि एम सी का पूर्व प्रभावी अनुमोदन ले लिया जायेगा।

4.4.2.5. ऊपर उल्लिखित प्राप्ति केसो के सदर्भ में एम ओ पी एन जी ने कहा (जून 2014) कि *सी ए जी अपने अन्तिम प्रतिवेदन में कॉन्ट्रेक्टर के प्रत्युत्तर, यदि हो, पर विचार करने के पश्चात् मुद्दे पर सरकार के निर्णय को आसान बनाने के लिये सविदा कीमत से अस्वीकार किये जाने वाले रकम की*

अनुसंशा करे।

4.4.2.6. अस्वीकार किये जाने वाले रकम के संदर्भ में हम एम ओ पी एन जी के आश्वासन को लेते हुए यह प्रशंसा कर सकते है कि लेखापरीक्षा ने प्राप्ति प्रक्रिया से निचलन के उदाहरण सामने लायें है। उपयुक्त मूल्य के अभाव में अस्वीकृत अतिरिक्त मूल्य का आकलन संभव नही होगा। इन प्रेषणों में संबद्ध प्रेषणों के उदाहरणो का उल्लेख नही किया गया।

4.5 निष्कर्ष

आर जे ब्लॉक के 2008–12 की अवधि के लिए निष्पादन लेखापरीक्षा ने पी एस सी के प्रावधानों के अनुपालन को सुनिश्चित करने हेतु बेहतर निगरानी के लिए कार्यक्षेत्र के उदाहरणों का संकेत देती है।

एम सी बैठकों के कार्यवृत्त को अंतिम रूप देने में क्रियाओं के शुरू होने में देरी हुई।

ओ सी द्वारा अनुमोदित डब्ल्यू पी एंड बी को पी एस सी में वर्णित अवधि के भीतर एम सी को प्रस्तुत नहीं किया गया था और परिणामस्वरूप, एम सी के अनुमोदन में भी देरी हुई। इस प्रकार, वार्षिक डब्ल्यू पी एंड बी की प्रस्तुति और अनुमोदन में देरी से पी एस सी में विहित समय अवधि का उल्लंघन हुआ।

ऑपरेटर के निवेदन के अनुसार, जी ओ आई बारमेर से सालाया डिलीवरी स्थान को इस शर्त के साथ बदलने पर सहमत हुआ कि सरकार कई पी एस यू रिफाईनरियों और गुजरात में बारमेर से सालाया और सालाया से भोगत पाईपलाइन बिछाने को निर्दिष्ट कर सकती है। पाईपलाइन का एक भाग बारमेर से सालाया तक मई 2010 में लगभग 10 महीनों की देरी के बाद पूरा हुआ और सालाया से भोगत शेष बची हुई पाईपलाइन, जोकि 2010 के क्यू 2 में खत्म होनी निर्धारित हुई थी, यांत्रिक रूप से जून 2014 तक पूर्ण हुई (वर्तमान में कमीशन के तहत), सुनिश्चित तारीख के लगभग चार वर्ष बाद तक देरियों की वजह से पाईप लाइन लागत में वृद्धि हुई जो कि यू एस डॉलर 941 मिलियन की अनुमानित लागत की अपेक्षा यू एस डॉलर 1108 मिलियन (मार्च 2013) तक बढ़ गया।

पी एस सी में वर्णित है कि जी ओ आई या इसके नामित, अनुबंध क्षेत्र से पूरा क्रूड तेल खरीदने के लिए बाध्य है। फिर भी, जी ओ आई नामांकित रिफाइनरियाँ, आर जे क्रूड नहीं उठा सकती हैं। और, जी ओ आई ने शेष क्रूड को घरेलू निजी रिफाइनरियों को बेचने के लिये ऑपरेटर को विपणन स्वतंत्रता दे दी है। लेखापरीक्षा की अवधि (2008–12) के दौरान, 2009–10 से 2011–12 में घरेलू निजी रिफाइनरियों को बिक्री कुल उत्पादन के 51.11 और 87.57 प्रतिशत के बीच थी जोकि मुख्यतः नामित जी ओ आई रिफाइनरियों द्वारा ब्लॉक से क्रूड उठाने की असमर्थता के कारण थी।

पी एस सी में वर्णित है कि क्रूड तेल का मूल्य पार्टियों के बीच तय होगा और जी ओ आई द्वारा सहमति के अधीन होगा। हालाँकि लेखापरीक्षा ने पाया कि आर जे क्रूड का मूल्य अभी तक जी ओ आई द्वारा निश्चित नहीं किया गया था, जिसके अभाव में आर जे क्रूड की बिक्री ऑपरेटर और खरीददारों के बीच अन्तरिम मूल्य पर हो रही थी।

अध्याय–5

निष्कर्ष एवं अनुशंसाओं का सार

अध्याय 5 – निष्कर्ष एवं अनुशंसाओं का सार

5.1 निष्कर्ष

देश में हाइड्रोकार्बन की मांग, घरेलू कच्चे तेल एवं प्राकृतिक गैस उत्पादन से अधिक है। इस मांग को ध्यान में रखते हुए जी.ओ.आई. ने 1997 में नई अन्वेषण लाइसेंस नीति (एन ई एल पी) लागू करके अन्वेषण एवं उत्पादन क्षेत्र को खोल दिया। यह नीति अन्वेषण क्षेत्र के लिए राष्ट्रीय तेल कम्पनियों पर लागू समान वित्तीय एवं अनुबंध शर्तों को निजी क्षेत्र को देकर समान खेल अवसर–क्षेत्र देती है।

एन ई एल पी के अंतर्गत, सरकारी और निजी या सार्वजनिक कम्पनी, चाहे घरेलू या विदेशी, एक उत्पादन सहभाजन अनुबंध (पी एस सी) करती है। पैट्रोलियम परिचालन, लागत वसूली, मुनाफा सहभाजन एवं अन्य पहलूओं के लिए आधार विशिष्ट फील्डस/ब्लॉकस का पी एस सी है। इसके अतिरिक्त, खोजे गए फील्ड/अन्वेषण ब्लॉक के पी एस सी से संबंधित नियामक जवाबदेहीयाँ, निवेश के प्रोत्साहन एवं अन्वेषण और उत्पादन गतिविधियों की निगरानी इत्यादि की जिम्मेदारी डी जी एच को दी गई है।

पी एस सी की हुई वर्तमान लेखापरीक्षा, जो यह आश्वासन प्राप्त करने के लिए कि जी.ओ.आई. के राजस्व हित उचित रूप से रक्षित हुए और निगरानी एवं नियंत्रण प्रणाली पी एस सी के प्रावधानों को अनुपालन कराने में प्रभावी है, ने प्रबंध एवं एग्रीमेंट दायित्व निभाने के क्षेत्र में कमियों को प्रकट किया है।

नियामक जवाबदेही पूरे करने के तरीके में पारदर्शिता एवं उत्तरदायित्व सुनिश्चित करने में लेखापरीक्षा परीक्षण ने यह उद्धारित किया कि पी एस सी रिजिम एवं इसके कार्यान्वयन को मजबूत करने की गुंजाइश है जिनसे प्राकृतिक संसाधनों के मौलिक के रूप में जी.ओ.आई. के हितों की उचित रूप से रक्षा की जाए। बजट और विकास योजना का समय पर अनुमोदन, हाइड्रोकार्बनस के मूल्यांकन में जी. ओ.आई. के कार्यकुशल निर्णय लेने, वाणिज्यिक अनुबंध हस्ताक्षर करने इत्यादि ऐसे क्षेत्र हैं जिनमें विलंब चिंता की बात है।

अनुबंध क्षेत्र खाली करने, खोज के व्यवहार्यता की घोषणा एवं मूल्यांकन एवं इसकी वाणिज्यिकिता, जोखिम साझा करने, विकास योजनाओं का अनुमोदन, वर्तमान पी एस सी मॉडल के कुछ क्षेत्र है जिन पर विवेचनात्मक समीक्षा एवं बुद्धिसंगतता की आवश्यकता है जिससे कि कोई अस्पष्टता या अधूरापन न रहे। प्राप्ति एवं सेवा अनुबंध को लागू करने में कमियाँ पाई गई जिसके कारण हमें लागत वसूली की अस्वीकृति और/या अतिरिक्त आय की स्वीकृति की अनुशंसा करनी पड़ी। **(के जी–डी डब्ल्यू एन–98/3 ब्लॉक)**

लेखापरीक्षा ने पी एम टी जे वी में, प्राप्ति एवं सेवा अनुबंधों के प्रदान एवं अनुमोदन में, उत्पादन इनवेन्ट्री को लेखा में दिखाने की प्रक्रिया में एवं पन्ना मुक्ता एवं ताप्ति क्षेत्र में साझा खर्च के आवंटन में कमियाँ पाई। 1994 से आई ओ सी एल के साथ सी ओ एस ए निश्चित नहीं हुआ है। पी एम टी जे वी ने

कनडेनसेट के परिवहन हानि का अभी तक निर्धारण नहीं किया है जैसाकि ओ एन जी सी के साथ दिसम्बर 2005 में हुए सेटलमेंट समझौता में सहमति हुई थी। **(पी एम टी ब्लॉक)**

आर जे –ओ एन–90/1 ब्लॉक के पी एस सी ने प्रदान किया कि जी.ओ.आई. या इसका नामित अनुबंध क्षेत्र से समस्त केच्चे तेल क्रय करने के लिए उत्तरदाई था। जी.ओ.आई. द्वारा नामांकित रिफाइनरियाँ आर.जे. कच्चे तेल को नहीं उठा पायीं। इसके अतिरिक्त पी एस सी में प्रावधान है कि कच्चे तेल हेतु मूल्य निर्धारण पार्टियों के मध्य हुई सहमति के अनुसार एवं जी.ओ.आई. द्वारा किए अनुबंध की शर्तों के अनुसार होगा। फिर भी जी.ओ.आई. द्वारा अभी तक मूल्य निर्धारित नहीं किया गया है जिसके बिना आर जे कच्चे तेल का विक्रय ऑपरेटर एवं क्रेता के मध्य हुए समझौते के अनुसार एक अंतरिम कीमत पर किया जा रहा है। तथापि, जी.ओ.आई. ऑपरेटर के अनुरोध पर सुपुर्दी केन्द्र बारमर से सलाया बदलने के लिए सहमत थी बशर्ते कि जी.ओ.आई. अनेक पी एस यू रिफाइनरिओं को नामित करे और गुजरात में बारमर से सलाया तथा सलाया से भोगट (गुजरात में) पाईप लाईन बिछाए। पाईप लाईन के बिछाने में विलम्ब हुआ जिसके फलस्वरूप पाईप लाईन की लागत 1108 मिलियन यू.एस. डॉलर बढ गई (मार्च 2013) जिसकी निर्धारित लागत 941 मिलियन यू.एस. डॉलर थी **(आर जे–ओ एन–90/1 ब्लॉक)**

5.2 अनुशंसाओं का सार

- एम ओ पी एन जी/डी जी एच, डब्ल्यू पी और बी एवं वार्षिक लेखापरीक्षित लेखों की भविष्य में सामयिक स्वीकृति के लिए कार्य करे एवं लंबित स्वीकृतियों का त्वरित करे।

- एम ओ पी एन जी यह सुनिश्चित करे कि यू.एस. डॉलर 160.81 मिलियन की तीन कुँओं की अस्वीकृत लागत की वसूली हो।

- पी एस सी के प्रावधानों के संदर्भ में, जुलाई 2006 में खोज क्षेत्र को एम सी की स्वीकृति एवं जुलाई 2008 का एम ओ पी एन जी का निर्णय (फरवरी 2009 में प्रेषित), जुलाई 2006 के बाद खोज क्षेत्र में ब्लॉक में वाणिज्यिक खोज के आय के जोखिम पर अतिरिक्त अन्वेषण गतिविधियाँ (जिनमें यू.एस. डॉलर 427.03 मिलियन के खर्च पर आठ अन्वेषण कुँओं और छः मूल्यांकन कुँओं की ड्रीलिंग शामिल थी) अनुचित रूप से कार्यान्वित की गई।
    - साधारणतया यू.एस. डॉलर 427.03 मिलियन की पूरी रकम अस्वीकृत होनी चाहिए क्योंकि ये गतिविधियाँ पी एस सी प्रावधानों के अनुसार नहीं थी। हालांकि, व्यवहारिक रूप से, यह ध्यान में रखना चाहिए कि अन्वेषण के परिणामतः वाणिज्यिक खोज जोकि डी.34 हुई जिसके लिए एक विकास योजना पहले ही स्वीकृत की जा चुकी थी। तीन अन्य मामलों में जोकि डी.29, डी.30 एवं डी.31 खोजों में, वाणिज्यिकता की समीक्षा अभी पूरी नहीं हुई थी।
    - इस चरण पर, राष्ट्रीय हित एवं ऊर्जा सुरक्षा का ध्यान में रखते हुए, लेखापरीक्षा यह अनुशंसा करता है कि एम ओ पी एन जी को केवल उन्हीं उपरोक्त कुँओं पर हुए

अन्वेषण लागत का साझा स्वीकार करना चाहिए जिसके परिणामस्वरूप वाणिज्यिक खोज हुए है और अन्य कुँओं पर ऑपरेटर द्वारा पहले ही कर ली गई यू.एस. डॉलर 118.99 मिलियन की लागत वसूली को अस्वीकार कर देना चाहिए। डी.29, डी.30 एवं डी.31 खाजों के कुँओं की लागत के संबंध में चूंकि डी ओ सी से संबंधित मामला एम ओ पी एन जी में विचाराधीन है, अस्वीकृति के लिए उन पर भी विचार किया जाना चाहिए यदि वे बाद में वाणिज्यिक रूप से फलदायक नहीं होते हैं।

- एम ओ पी एन जी खोजों के व्यवसायिक मूल्यांकन के लिए निरन्तर एवं एक समान मापदंडों को विकसित करे तथा एफ डी पी की तकनीकी–आर्थिक विशलेषण के मापदण्ड तय करे।

- एम ओ पी एन जी भण्डार अनुमानों पर कॉन्ट्रेक्टर व डी जी एच के भिन्न मतों को हल करने के लिए शीघ्र कदम उठाए एवं उत्पादन बढ़ाने के लिए यथोचित कार्यवाई करे।

- मूल्य निर्धारण और कच्चे तेल और कन्डनसेट के बिक्री से संबंधित पी एस सी प्रावधानों का पालन किया जाए एवं मूल्य निर्धारण और कच्चे तेल और कन्डनसेट की बिक्री पर निर्णय अविलंब लिया जाए।

- एम ओ पी एन जी, पी एस सी में लेखांकन प्रक्रिया की धारा 1.9 के तहत यू.एस. डॉलर 690.70 मिलियन लगभग मात्राके लेखापरीक्षा अपवादों को जारी करने का विचाार करे–व्यय से संबंधित मुद्दों (यू.एस. डॉलर 386.83 मिलियन) राजस्व मुद्दों (यू.एस. डॉलर 250.93 मिलियन) व लेखांकन मुद्दों (यू.एस. डॉलर 52.94 मिलियन) के जी डी डब्ल्यू एन–98/3 ब्लॉक के बारे में लेखापरीक्षा द्वारा दी गई विशिष्ट राय जारी करने पर पर विचार करें।

- समान व्यय तर्कसंगतया आधार पर उचित रूप से पन्ना–मुक्ता व ताप्ति क्षेत्रों को आवंटित किया जाना चाहिए अर्थात एक विशिष्ट कॉंट्रैक्ट क्षेत्र से संबद्ध वास्तविक व्यय या प्राथमिक गतिविधि पर हुए व्यय के अनुपात में।

- पी एम टी जे वी यह सुनिश्चित करे कि उत्पादन सामग्री–संग्रह लेखों में तभी चढ़ाया जाये जब ऐसा माल सामग्री संग्रह से हटा दिया गया हो व पैट्रोलियम ऑपरेशनों में उपयुक्त हुआ हो जैसा पी.एस.सी में प्रबंध है।

- जी.ओ.आई. विवादास्पद मुद्दों को हल कर के आई ओ सी एल और पी एम टी जे वी के बीच सी ओ एस ए का शीघ्र निष्कर्ष सुनिश्चित करे।

- पी एम टी जे वी जी.ओ.आई. को भुगतान की जाने वाली रॉयल्टी, निकालते समय यह सुनिश्चित करे कि वेलहेड मूल्य की गणना करने के लिए पैट्रोलियम प्रचालन के लिए सभी सुविधाओं (प्री वेल हेड एवं पोस्ट वेल हेड गतिविधियाँ) पर विचार कर लिया गया है एवं कैपेक्स के एमौरटायजेशन के लिए उन्नत रिजर्व पर विचार कर के जी.ओ.आई. को देय

रॉयल्टी की गणना कर ली गई है एवं अतिरिक्त रॉयल्टी का भुगतान जी.ओ.आई. को कर दिया है।

- आर जे ब्लॉक के ऑपरेटर को पी एस सी प्रावधानों के अनुसार लागत वसूली कार्यन्वित करनी चाहिए क्योंकि इस संबंध में किसी प्रकार का विचलन जी.ओ.आई. को किए जाने वाले पी पी भुगतान पर प्रभाव डालेगा

- जी.ओ.आई. को आर जे कच्चे तेल की कीमत शीघ्रता से निश्चित करना चाहिए जिससे कि पी पी, रायल्टी, आदि की गणना निश्चित आधार पर की जा सके।

(आनन्द मोहन बजाज)
प्रधान निदेशक लेखापरीक्षा
आर्थिक एवं सेवा मंत्रालय

दिनांक: 12 अगस्त 2014
स्थान:- नई दिल्ली

प्रतिहस्ताक्षरित

(शशि कान्त शर्मा)
भारत के नियंत्रक- महालेखापरीक्षक

दिनांक: 13 अगस्त 2014
स्थान:- नई दिल्ली

परिशिष्ट

परिशिष्ट 1

चार ब्लॉकों का वित्तीय विवरण : खारसंग,पी.वाई– I,पी.वाई–3,सी.बी–ओ.एन–7

(पैरा 1.2)

पी वाई–1

वर्ष 2007–08 तथा 2008–09 के दौरान कुल किया गया व्यय,बिक्री राजस्व और (लायसेंसी यानी ओ. एन.जी.सी.द्वारा चुकाए गये) रॉयल्टी एवं उपकर का विवरण।

(मिलियन यू एस डॉलर में)

वर्ष	वास्तविक लागत	बिक्री वॉल्यूम		बिक्री राजस्व		आई एम	जी ओ आई पी पी
	अन्वेषण एवं विकास लागत	ऑयल बैरलस	गैस एम एम बी टी यू	तेल यू एस डी (एम)	गैस यू एस डॉलर (एम)		
2007-08	24.09	-	-	-	-	-	-
2008-09	119.88	-	-	-	-	-	-

नोटः 2008–09 तक उत्पादन शुरू नहीं हुआ था, अतः आई एम और जी ओ आई पी पी में कोई बिक्री नहीं हुई।

पी वाई–3

वर्ष 2007–08 तथा 2008–09 के दौरान कुल किया गया व्यय, बिक्री राजस्व और (लायसेंसी यानी ओ. एन.जी.सी.द्वारा चुकाए गये) रॉयल्टी एवं उपकर का विवरण।(मिलियन यू एस डॉलर में)

वर्ष	वास्तविक लागत				बिक्री वॉल्यूम		बिक्री राजस्व		आई एम	जी ओ आई पी पी
	अन्वेषण लागत	विकास लागत	उत्पादन लागत	कुल	ऑयल बैरलस	गैस एम एम बी टी यू	तेल यू एस डी (एम)	गैस यू एस डी (एम)		
2007-08	शून्य	3.08	35.83	38.91	1,313,190	शून्य	106.44	शून्य	2.41	27.46
2008-09	शून्य	55.08	41.91	96.99	912,028	शून्य	74.71	शून्य	1.88	1.20

रॉयल्टी एवं उपकर (ओ एन जी सी द्वारा 100 प्रतिशत भुगतान किया गया):(रूपये लाखों में)

वर्ष	रॉयल्टी	उपकर	कुल
2007-08	3752	4063	7815
2008-09	2582	2816	5398

सी बी–ओ एन–7

वर्ष 2007–08 तथा 2008–09 के दौरान कुल किया गया व्यय, बिक्री राजस्व और (लायसेंसी यानी ओ. एन.जी.सी.द्वारा चुकाए गए) रॉयल्टी एवं उपकर का विवरण।

प्रमोदा क्षेत्र **(यू एस डॉलर में)**

वर्ष	वास्तविक लागत				बिक्री वॉल्यूम		बिक्री राजस्व		आई एम	जी ओ आई पी पी
	अन्वेषण लागत	विकास लागत	उत्पादन लागत	कुल	तेल बी बी एल	गैस एम 3	तेल	गैस		
2007-08	1,372,969	120,266	330,285	1,823,520	139,559	1,085,463	8,331,899	151,965	0.81	--
2008-09	8,889	77,445	506,116	592,450	86,959	747,037	5,905,461	118,612	1.26	954,420

दक्षिण प्रमोदा क्षेत्र **(यू एस डॉलर में)**

वर्ष	वास्तविक लागत				बिक्री वॉल्यूम		बिक्री राजस्व		आई एम	जी ओ आई पी पी
	अन्वेषण लागत	विकास लागत	उत्पादन लागत	कुल	तेल बी बी एल	गैस एम 3	तेल	गैस		
2007-08	--	22,994	--	22,994	--	--	--	--	--	--
2008-09	--	242,420	31,765	274,185	7,298	41,991	252,909	6,912	0.776	--

रॉयल्टी तथा उपकर (ओ एन जी सी द्वारा 100 प्रतिशत भुगतान किया गया)

(रूपये लाखों में)

वर्ष	रॉयल्टी तथा उपकर
2007-08	775.09
2008-09	687.22

खारसंग

वर्ष 2007–08 तथा 2008–09 के दौरान कुल किया गया व्यय, बिक्री राजस्व और (लायसेंसी यानी ओ. एन.जी.सी.द्वारा चुकाए गए) रॉयल्टी एवं उपकर का विवरण।

(यू एस डॉलर में)

वर्ष	वास्तविक लागत				बिक्री वॉल्यूम		बिक्री राजस्व		आई एम	जी ओ आई पी पी
	अन्वेषण लागत	विकास लागत	उत्पादन लागत	कुल	तेल (एम टी)	गैस (एम एम बी टी यू)	तेल यू एस डॉलर (एम)	गैस यू एस डॉलर (एम)		
2007-08	837971	2953683	3709007	7500661	59102	शून्य	33762993	शून्य	2.43	3657223
2008-09	2280658	17450284	2417452	22148394	65726	शून्य	41585302	शून्य	2.09	2672042

रॉयल्टी तथा उपकर (ओ एन जी सी द्वारा 100 प्रतिशत भुगतान किया गया)

(यू एस डॉलर में)

वर्ष	रॉयल्टी	उपकर	कुल
2007-08	707464	1389445	2096909
2008-09	680258	1323571	2003829

परिशिष्ट 2

के जी–डी डब्लू एन–98/3 ब्लॉक के संदर्भ में विवादों के निपटारे के लिए सी ए जी, मंत्रालय और प्रचालकों में हुआ पत्राचार (पैरा 1.6.1)

से	को	पत्रों की संख्या	दिनांक
सी ए जी	मंत्री	1	14.02.13
डी ए आई (सी)	सचिव, एम ओ पी एन जी	3	08.08.12, 11.10.12, 20.12.12
डी जी (सी) II	सचिव/संयुक्त सचिव, एम ओ पी एन जी	2	29.10.12, 26.12.12
प्र.नि.ले.प.आ. एवं सेवा मं	सचिव/ संयुक्त सचिव, एम ओ पी एन जी	11	20.06.12, 26.10.12, 9.11.12, 28.12.12, 17.01.13, 24.01.13, 04.02.13, 28.03.13, 16.04.13,3.07.13,24.01.14
निदेशक, प्र.नि.ले.प. आएवं सेवा मं	संयुक्त सचिव/ निदेशक, एम ओ पी एन जी	5	07.09.12, 22.11.12, 12.03.13, 04.04.13, 22.04.13
एम ओ पी एन जी	प्र.नि.ले.प.आ एवं सेवा मं	8	30.07.12, 31.07.12, 23.10.12, 15.02.13, 4.3.13, 18.3.13,27.12.13,11.02.14
आर आई एल	प्र.नि.ले.प.आ एवं सेवा मं	7	10.01.13, 24.01.13, 28.01.13, 02.02.13, 01.04.13, 05.04.13,18.03.14
प्र.नि.ले.प.आ एवं सेवा मं	आर आई एल	15	26.07.12, 31.08.12, 24.12.12, 01.01.13, 03.01.13, 08.01.13, 14.01.13, 17.01.13, 24.01.13, 28.03.13, 04.04.13, 25.06.13, 22.08.13, 20.12.13, 8.01.14

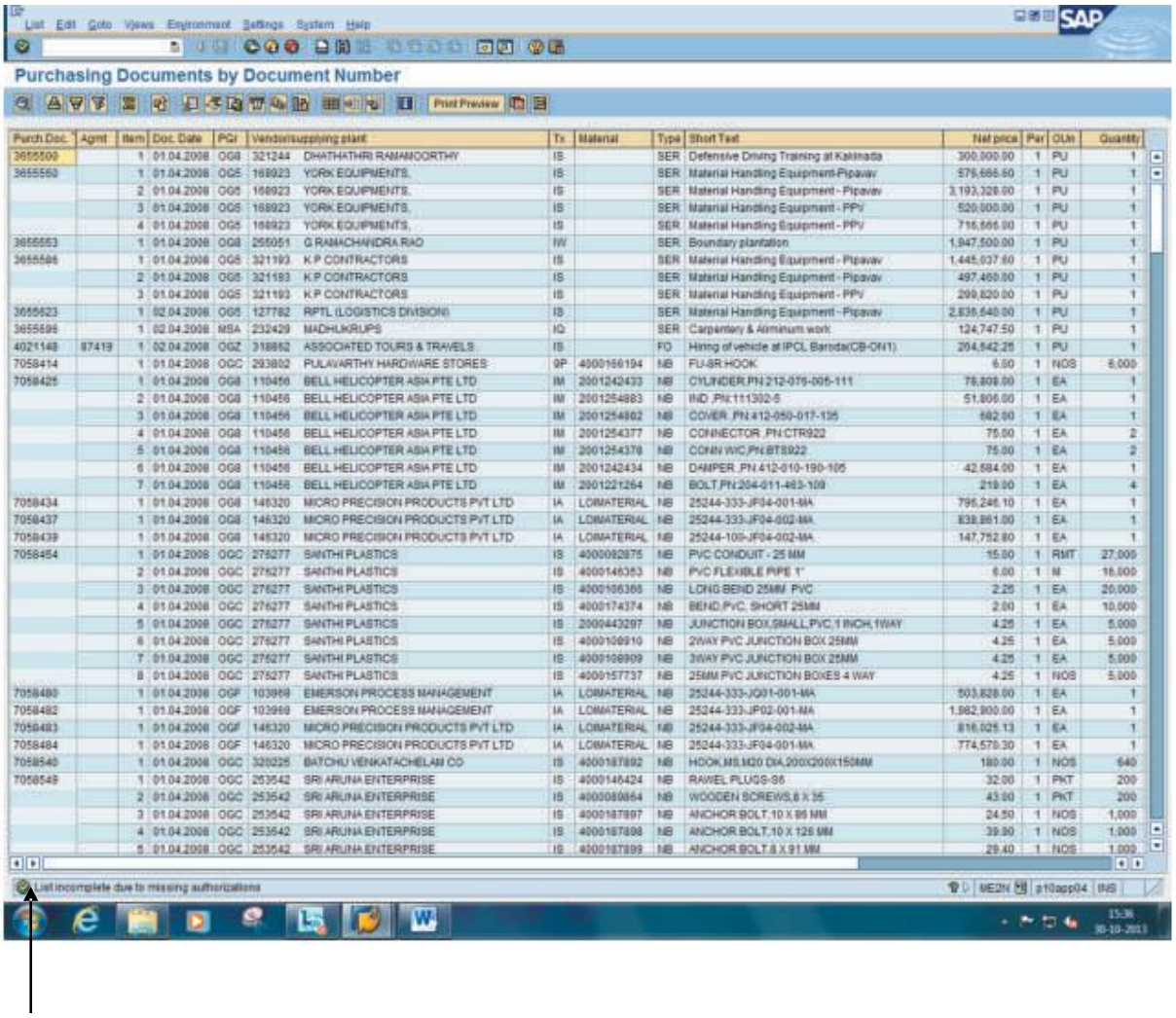
II.दिनांक 11.05.2012 को पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस मंत्रालय के साथ हुए प्रवेश सम्मेलन के बाद विवादों के निपटारे के लिए प्रचालकों/पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस मंत्रालय के साथ हुई बैठक के विवरण को नीचे दर्शाया गया है:

i) निदेशकों और लेखापरीक्षा दल के साथ लेखापरीक्षा के कार्यक्षेत्र, रूपात्मकता आदि पर चर्चा करने के लिए आर आई एल के प्रतिनिधियों के साथ दिनांक 09.01.0213 को बैठक हुई।

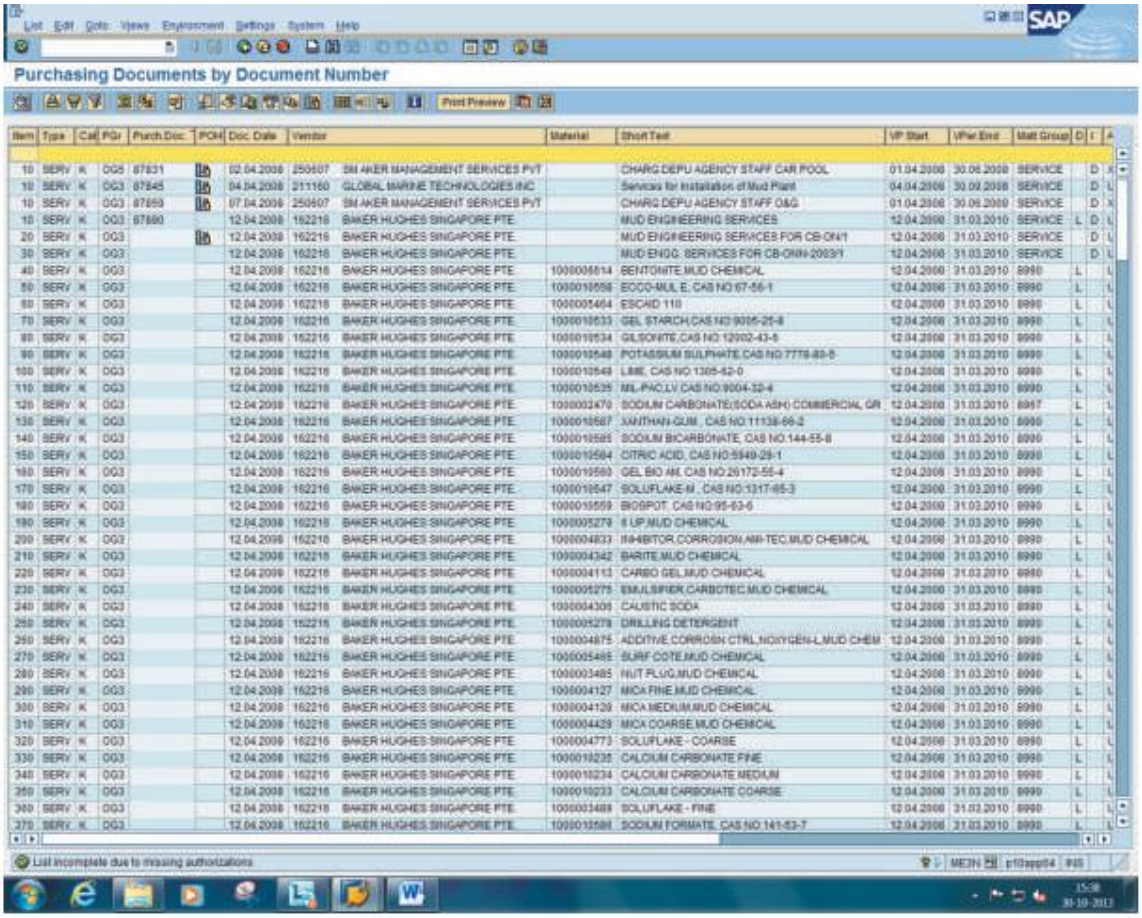
ii) बकाया मुद्दों के संबंध में सी ए जी, के प्रतिनिधियो पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस मंत्रालय और आर आई एल के प्रतिनिधियों के बीच में दिनांक 21.02.2013 को त्रिपक्षीय बैठक हुई।

परिशिष्ट 3

सीमित प्राधिकरणों के कारण क्रय प्रलेखों की अपूर्ण सूची (पैरा 2.3.2.3 एवं 2.3.2.9)



Purch.Doc.	Agmt	Item	Doc. Date	PGr	Vendor/supplying plant		Tx	Material	Type	Short Text	Net price	Per	OUn	Quantity
3655509		1	01.04.2008	OG8	321244	DHATHATHRI RAMAMOORTHY	IS		SER	Defensive Driving Training at Kakinada	300,000.00	1	PU	1
3655550		1	01.04.2008	OG5	168923	YORK EQUIPMENTS.	IS		SER	Material Handling Equipment-Pipavav	576,666.60	1	PU	1
		2	01.04.2008	OG5	168923	YORK EQUIPMENTS.	IS		SER	Material Handling Equipment - Pipavav	3,193,328.00	1	PU	1
		3	01.04.2008	OG5	168923	YORK EQUIPMENTS.	IS		SER	Material Handling Equipment - PPV	520,000.00	1	PU	1
		4	01.04.2008	OG5	168923	YORK EQUIPMENTS.	IS		SER	Material Handling Equipment - PPV	716,666.00	1	PU	1
3655553		1	01.04.2008	OG8	255051	G RAMACHANDRA RAO	IW		SER	Boundary plantation	1,947,500.00	1	PU	1
3655586		1	01.04.2008	OG5	321193	K.P CONTRACTORS	IS		SER	Material Handling Equipment - Pipavav	1,445,037.60	1	PU	1
		2	01.04.2008	OG5	321193	K.P CONTRACTORS	IS		SER	Material Handling Equipment - Pipavav	497,460.00	1	PU	1
		3	01.04.2008	OG5	321193	K.P CONTRACTORS	IS		SER	Material Handling Equipment - PPV	299,820.00	1	PU	1
3655623		1	02.04.2008	OG5	127782	RPTL (LOGISTICS DIVISION)	IS		SER	Material Handling Equipment - Pipavav	2,836,640.00	1	PU	1
3655696		1	02.04.2008	MSA	232429	MADHUKRUPS	IQ		SER	Carpentary & Aluminum work	124,747.50	1	PU	1
4021148	87419	1	02.04.2008	OGZ	318862	ASSOCIATED TOURS & TRAVELS	IS		FO	Hiring of vehicle at IPCL Baroda(CB-ON1)	264,642.25	1	PU	1
7058414		1	01.04.2008	OGC	293802	PULAVARTHY HARDWARE STORES	9P	4000166194	NB	FU-SR HOOK	6.60	1	NOS	6,000
7058425		1	01.04.2008	OG8	110456	BELL HELICOPTER ASIA PTE LTD	IM	2001242433	NB	CYLINDER,PN:212-076-005-111	76,808.00	1	EA	1
		2	01.04.2008	OG8	110456	BELL HELICOPTER ASIA PTE LTD	IM	2001254883	NB	IND.,PN:111302-5	51,806.00	1	EA	1
		3	01.04.2008	OG8	110456	BELL HELICOPTER ASIA PTE LTD	IM	2001254882	NB	COVER, PN:412-050-017-105	682.00	1	EA	1
		4	01.04.2008	OG8	110456	BELL HELICOPTER ASIA PTE LTD	IM	2001254377	NB	CONNECTOR, PN:CTR922	75.00	1	EA	2
		5	01.04.2008	OG8	110456	BELL HELICOPTER ASIA PTE LTD	IM	2001254378	NB	CONN WIC,PN:BT8922	75.00	1	EA	2
		6	01.04.2008	OG8	110456	BELL HELICOPTER ASIA PTE LTD	IM	2001242434	NB	DAMPER ,PN:412-010-190-105	42,684.00	1	EA	1
		7	01.04.2008	OG8	110456	BELL HELICOPTER ASIA PTE LTD	IM	2001221264	NB	BOLT,PN:204-011-463-109	219.00	1	EA	4
7058434		1	01.04.2008	OG8	146320	MICRO PRECISION PRODUCTS PVT LTD	IA	LOIMATERIAL	NB	25244-333-JF04-001-MA	795,246.10	1	EA	1
7058437		1	01.04.2008	OG8	146320	MICRO PRECISION PRODUCTS PVT LTD	IA	LOIMATERIAL	NB	25244-333-JF04-002-MA	839,861.00	1	EA	1
7058439		1	01.04.2008	OG8	146320	MICRO PRECISION PRODUCTS PVT LTD	IA	LOIMATERIAL	NB	25244-100-JF04-002-MA	147,752.80	1	EA	1
7058454		1	01.04.2008	OGC	276277	SANTHI PLASTICS	IS	4000092875	NB	PVC CONDUIT - 25 MM	15.00	1	RMT	27,000
		2	01.04.2008	OGC	276277	SANTHI PLASTICS	IS	4000146353	NB	PVC FLEXIBLE PIPE 1"	6.00	1	M	18,000
		3	01.04.2008	OGC	276277	SANTHI PLASTICS	IS	4000106366	NB	LONG BEND 25MM PVC	2.25	1	EA	20,000
		4	01.04.2008	OGC	276277	SANTHI PLASTICS	IS	4000174374	NB	BEND,PVC, SHORT 25MM	2.00	1	EA	10,000
		5	01.04.2008	OGC	276277	SANTHI PLASTICS	IS	2000443297	NB	JUNCTION BOX,SMALL,PVC,1 INCH,1WAY	4.25	1	EA	5,000
		6	01.04.2008	OGC	276277	SANTHI PLASTICS	IS	4000106910	NB	2WAY PVC JUNCTION BOX 25MM	4.25	1	EA	5,000
		7	01.04.2008	OGC	276277	SANTHI PLASTICS	IS	4000106909	NB	3WAY PVC JUNCTION BOX 25MM	4.25	1	EA	5,000
		8	01.04.2008	OGC	276277	SANTHI PLASTICS	IS	4000157737	NB	25MM PVC JUNCTION BOXES 4 WAY	4.25	1	NOS	5,000
7058480		1	01.04.2008	OGF	103969	EMERSON PROCESS MANAGEMENT	IA	LOIMATERIAL	NB	25244-333-JG01-001-MA	503,828.00	1	EA	1
7058482		1	01.04.2008	OGF	103969	EMERSON PROCESS MANAGEMENT	IA	LOIMATERIAL	NB	25244-333-JP02-001-MA	1,982,900.00	1	EA	1
7058483		1	01.04.2008	OGF	146320	MICRO PRECISION PRODUCTS PVT LTD	IA	LOIMATERIAL	NB	25244-333-JF04-002-MA	816,025.13	1	EA	1
7058484		1	01.04.2008	OGF	146320	MICRO PRECISION PRODUCTS PVT LTD	IA	LOIMATERIAL	NB	25244-333-JF04-001-MA	774,570.30	1	EA	1
7058540		1	01.04.2008	OGC	320225	BATCHU VENKATACHELAM CO	IS	4000187892	NB	HOOK,MS,M20 DIA,200X200X150MM	180.00	1	NOS	640
7058549		1	01.04.2008	OGC	253542	SRI ARUNA ENTERPRISE	IS	4000146424	NB	RAWEL PLUGS-S6	32.00	1	PKT	200
		2	01.04.2008	OGC	253542	SRI ARUNA ENTERPRISE	IS	4000080864	NB	WOODEN SCREWS,8 X 35	43.00	1	PKT	200
		3	01.04.2008	OGC	253542	SRI ARUNA ENTERPRISE	IS	4000187897	NB	ANCHOR BOLT,10 X 86 MM	24.50	1	NOS	1,000
		4	01.04.2008	OGC	253542	SRI ARUNA ENTERPRISE	IS	4000187898	NB	ANCHOR BOLT,10 X 126 MM	39.90	1	NOS	1,000
		5	01.04.2008	OGC	253542	SRI ARUNA ENTERPRISE	IS	4000187899	NB	ANCHOR BOLT,8 X 91 MM	29.40	1	NOS	1,000


List Edit Goto Views Environment Settings System Help
SAP
Purchasing Documents by Document Number
Print Preview
List incomplete due to missing authorizations
MEIN
p10appl4

परिशिष्ट 4

अन्वेषणात्मक कूओं एवं अन्वेषणात्मक कूओं के परिणामतः होई खोजों के मूल्यांकनके लिए खोदे गये कुओं का विवरण (पैरा 2.5.1.4.12)

क्रम संख्या	कूएं का नाम	कूएं का प्रकार	कूओं कि ड्रिलींग की अवधि	परिणाम	खोज का नाम	कूओं की लागत (मिलियन यू एस डॉलर में)
1	एम जी 1	अन्वेषणात्मक	29.7.06 to 27.10.06	ड्राई वैल	एन ए	57.03
2	एम बी1	अन्वेषणात्मक	29.10.06 to 13.11.06	ड्राई वैल	एन ए	11.31
3	ए ए 1	अन्वेषणात्मक	20.1.07 to 31.1.07	खोज	डी-29	9.76
4	क्यू1	अन्वेषणात्मक	2.2.07 to 12.2.07	खोज	डी-30	7.93
5	पी 2	अन्वेषणात्मक	13.2.07 to 6.3.07	खोज	डी-31	15.13
6	आर1	अन्वेषणात्मक	25.3.07 to 12.5.07	खोज	डी-34	35.70
7	एम के 1	अन्वेषणात्मक	5.1.08 to 24.6.08	ड्राई वैल	एन ए	34.63
8	एल1	अन्वेषणात्मक	30.5.08 to 15.7.08	खोज	डी-42	16.02
9	बी ए 1-ए	मूल्यांकन	3.1.10 to 18.2.10	डी–29, डी–30, डी–31 और डी–34 खोजों का मूल्यांकन करने के लिए		33.79
10	ए एस 1	मूल्यांकन	19.7.08 to 26.5.09			22.40
11	ए आर 2/ए आर 2–एस टी–1	मूल्यांकन	30.1.09 to 1.4.09			37.22
12	बी ए 2/बी ए 2–एस टी–1	मूल्यांकन	6.4.09 to 25.8.09			98.23
13	ए वी 1/ ए वी 1– एस टी 1	मूल्यांकन	23.8.09 to 26.3.10			32.41
14	ए बी 1	मूल्यांकन	27.1.10 to 14.2.10			15.47

परिशिष्ट 5

रिचर्ड ब्रेंट कोपूलोस को किए गए अतिरिक्त भुगतान को दर्शाता वर्णन (पैरा 2.7.5.2.4.)

क्रम संख्या	बिल संख्या तथा दिनांक	दिन	रिचर्ड कोपूलोस को स्वीकृत दर (ए यू डी में)	ए यू डी से यूएस डॉलर में रूपांतरण दर	के समकक्षदी गई राशि के (यू एस डॉलर में)	दिन कि दर के अनुसार राशि मार्च 2010 तक 1460 यू एस डॉलर की दर से और उसके बाद 1600 यू एस डॉलर की दर से	रिचर्ड को पूलोस को किया गया अतिरिक्त भुगतान (यू एस डॉलर में)
1	90228 28 फरवरी, 2009	7	2525	0.6666	11,782	10,220	1,562
2	90331 31मार्च, 2009	31	2525	0.7158	56,029	45,260	10,769
3	90430 30 अप्रैल, 2009	6	2525	0.7648	11,587	8,760	2,827
4	90531 31मई, 2009	23	2525	0.8025	46,605	33,580	13,025
5	90630 30 जून, 2009	14	2525	0.8049	28,453	20,440	8,013
6	90706 6 जुलाई, 2009	6	2525	0.8353	12,655	8,760	3,895
7	90731 31 जुलाई, 2009	10	2525	0.8353	21,091	14,600	6,491
8	90831 31 अगस्त, 2009	22	2525	0.8622	47,895	32,120	15,775
9	90930 30 सितम्बर 2009	10	2525	0.9067	22,894	14,600	8,294
10	91031 31 अक्टूबर, 2009	25	2525	0.9197	58,056	36,500	21,556
11	91130 30 नवम्बर, 2009	5	2525	0.9021	11,389	7,300	4,089

12	100228 28 फरवरी, 2010	25	2525	0.9123	57,589	36,500	21,089
13	100331 31 मार्च, 2010	4	2525	0.9262	9,355	5,840	3,515
14	100430 30 अप्रैल, 2010	22	2525	0.8713	48,401	35,200	13,201
15	100531 31 मई, 2010	11	2525	0.8539	23,717	17,600	6,117
16	100630 30 जून, 2010	17	2525	0.8786	37,714	27,200	10,514
कुल							150,732 या कहें 0.15 मिलियन

परिशिष्ट 6

बोन्नी लाईट और के जी डी 6 कच्चे तेल के बीच में सकल उत्पाद मूल्य में अंतर को दर्शाता वर्णन

(पैरा 2.8.2.7)

क्रम संख्या	माह	बेचे गए क्रूड की मात्रा यू एस डॉलर/बी बी एल	स्कल उत्पाद मूल्य यू एस डॉलर/बी बी एल में		
			बोनी लाईट	के जी डी 6	अंतर
1	अप्रैल, 2009	-	-	-	-
2	मई, 2009	-		-	-
3	जून, 2009	454,755.00	71.009	68.197	(-)2.812
4	जुलाई, 2009	511,902.00	69.282	66.367	(-)2.915
5	अगस्त, 2009	444,079.00	75.727	72.635	(-)3.092
6	सितम्बर, 2009	260,657.00	71.878	69.011	(-)2.867
7	अक्टूबर, 2009	262,770.00	75.355	72.336	(-)3.019
8	नवम्बर, 2009	456,871.00	80.134	77.171	(-)2.963
9	दिसम्बर, 2009	200,319.00	79.174	76.525	(-)2.649
10	जनवरी, 2010	261,651.00	83.560	80.474	(-)3.086
11	फरवरी, 2010	260,270.00	79.747	76.734	(-)3.013
12	मार्च, 2010	887,481.00	83.472	80.499	(-)2.973
13	अप्रैल, 2010			-	-
14	मई, 2010	526,408.00	83.065	81.247	(-)1.818
15	जून, 2010	1,228,282.00	80.657	78.205	(-)2.452
16	जुलाई, 2010	691,290.86	81.243	76.866	(-)4.377
17	अगस्त, 2010	771,165.00	83.546	79.518	(-)4.028
18	सितम्बर, 2010	915,628.00	82.929	79.574	(-)3.355
19	अक्टूबर, 2010	441,892.00	89.058	86.095	(-)2.963
20	नवम्बर, 2010	442,876.00	92.782	89.924	(-)2.858
21	दिसम्बर,2010	879,402.00	99.813	96.604	(-)3.209
22	जनवरी, 2011	442,361.00	104.331	101.620	(-)2.711
23	फरवरी,2011	410,402.00	112.615	107.992	(-)4.623
24	मार्च, 2011	646,658.00	122.729	118.459	(-)4.270
25	अप्रैल, 2011	451,679.00	130.897	125.942	(-)4.955
26	मई, 2011	-	-		-

27	जून, 2011	839,606.00	120.684	114.003	(-)6.681
28	जुलाई, 2011	624,382.00	124.846	117.336	(-)7.510
29	अगस्त, 2011	345,663.00	119.817	113.473	(-)6.344
30	सितम्बर, 2011	440,281.00	118.934	113.084	(-)5.850
31	अक्टूबर, 2011	331,432.00	117.332	109.343	(-)7.989
32	नवम्बर, 2011	467,470.00	121.913	110.516	(-)11.397
33	दिसम्बर, 2011	221,088.00	119.906	110.149	(-)9.757
34	जनवरी, 2012	335,576.00	126.248	115.776	(-)10.472
35	फरवरी, 2012	320,782.00	132.367	123.425	(-)8.942
36	मार्च, 2012	565,824.00	136.374	128.152	(-)8.222

परिशिष्ट 7

कच्चे तेल की बिक्री के प्राईज फॉर्मूला में सम्मिलित 2 प्रतिशत के मिश्रित प्रीमियम के प्रभाव को दर्शाता वर्णन (पैरा 2.8.2.7)

क्रम संख्या	माह	वी वी एल में मात्रा	कीमत मे सम्मिलित प्रीमियम (2 प्रतिशत का प्रभाव)यू एस डॉलर/बी बी एल)	प्रीमियम राशि का प्रभाव यू एस डॉलर में
1	अप्रैल, 2009	-	-	-
2	मई, 2009	-	-	-
3	जून, 2009	454,755	1.409	640,750
4	जुलाई, 2009	511,902	1.320	675,711
5	अगस्त, 2009	444,079	1.487	660,345
6	सितम्बर, 2009	260,657	1.387	361,531
7	अक्टूबर, 2009	262,770	1.490	391,527
8	नवम्बर, 2009	456,871	1.573	718,658
9	दिसम्बर, 2009	200,319	1.521	304,685
10	जनवरी, 2010	261,651	1.567	410,007
11	फरवरी, 2010	260,270	1.510	393,008
12	मार्च, 2010	887,481	1.619	1,436,832
13	अप्रैल, 2010			
14	मई, 2010	526,408	1.550	815,932
15	जून, 2010	1,228,282	1.539	1,890,326
16	जुलाई, 2010	691,291	1.534	1,060,440
17	अगस्त, 2010	771,165	1.573	1,213,043
18	सितम्बर, 2010	915,628	1.583	1,449,439
19	अक्टूबर, 2010	441,892	1.692	747,681
20	नवम्बर, 2010	442,876	1.747	773,704
21	दिसम्बर,2010	879,402	1.862	1,637,447
22	जनवरी, 2011	442,361	1.964	868,797
23	फरवरी,2011	410,402	2.123	871,283
24	मार्च,2011	646,658	2.361	1,526,760
25	अप्रैल, 2011	451,679	2.520	1,138,231
26	मई, 2011	-		-
27	जून, 2011	839,606	2.318	1,946,207
28	जुलाई, 2011	624,382	2.361	1,474,166

29	अगस्त, 2011	345,663	2.252	778,433
30	सितम्बर, 2011	440,281	2.272	1,000,318
31	अक्टूबर, 2011	331,432	2.221	736,110
32	नवम्बर, 2011	467,470	2.239	1,046,665
33	दिसम्बर,2011	221,088	2.187	483,519
34	जनवरी, 2012	335,576	2.267	760,751
35	फरवरी,2012	320,782	2.414	774,368
36	मार्च,2012	565,824	2.535	1,434,364
				30,421,038 या कहें 30.42 मिलियन

परिशिष्ट 8

कॉन्डनसेट की कीमत और बिक्री (पैरा 2.8.3.4.6)

माह	मात्रा (बी बी एल)	कॉन्डनसेट की कीमत	राशि	डेटेड ब्रेट पर छूट (यू एस $ में)	डेटेड ब्रेंट	राशि (यू एस $ में)
ए	वी	सी	डी	ई	एफ	जी
			(बी एक्स सी)		(सी+ई)	(बी एक्स एफ)
जुलाई-10	131189.907	50.038	6564480.566	25.6	75.638	9922942.186
अगस्त-10	73990.036	51.548	3814038.376	25.6	77.148	5708183.297
सितम्बर-10	97464.950	52.194	5087085.600	25.6	77.794	7582188.320
अक्टूबर-10	84906.347	57.144	4851888.293	25.6	82.744	7025490.776
नवम्बर-10	66517.645	59.726	3972832.865	25.6	85.326	5675684.577
दिसम्बर-10	71907.620	65.756	4728357.461	25.6	91.356	6569192.533
जनवरी-11	80090.749	70.940	5681637.734	25.6	96.540	7731960.908
फरवरी-11	70538.444	78.160	5513284.783	25.6	103.760	7319068.949
मार्च-11	73789.920	89.000	6567302.880	25.6	114.600	8456324.832
अप्रैल-11	75716.811	97.887	7411691.478	20	117.887	8926027.698
मई-11	80432.152	88.954	7154761.649	20	108.954	8763404.689
जून-11	48208.021	94.038	4533385.879	20	114.038	5497546.299
जुलाई-11	70749.594	96.883	6854432.916	20	116.883	8269424.796
अगस्त-11	64211.999	90.370	5802838.350	20	110.370	7087078.330
सितम्बर-11	67089.049	93.123	6247533.510	20	113.123	7589314.490
अक्टुबर-11	58023.303	89.434	5189256.081	20	109.434	6349722.141
नवम्बर-11	65101.956	90.660	5902143.331	20	110.660	7204182.451
दिसम्बर-11	60879.386	87.834	5347279.990	20	107.834	6564867.710
जनवरी-12	48503.522	90.580	4393449.023	20	110.580	5363519.463
फरवरी-12	48078.281	99.554	4786385.187	20	119.554	5747950.807
मार्च-12	48783.085	105.333	5138468.692	20	125.333	6114130.392
			115542534.643			149468205.644
अंतर						33925671.001 या कहें 34मिलियन

परिशिष्ट 9

कच्चे तेल और कॉन्डनसेट के क्लोजिंग स्टॉक के कारण प्रोफिट पेट्रोलियम पर प्रभाव को दर्शाता वर्णन (पैरा 2.9.6.1)

वर्ष 2008–09 के लिए

(राशि यू एस डॉलर में)

बिक्री राजस्व और क्लोजिंग स्टॉक	खातों के अनुसार	लेखापरीक्षा संगणना के अनुसार	लागत वसूली और भारत सरकार के प्रोफिट पेट्रोलियम के क्लोजिंग स्टॉक पर प्रभाव
कुल राजस्व	52,958,216	52,958,216	
योग 31.3.2009 को 69.069 यू एस डॉलर कि दर से 134,049 बी बी एल कच्चे तेल का क्लोजिंग स्टॉक	विचार नही किया गया	+9,258,630	+9,258,630
स्टॉक पर प्रभाव			+9,258,630
कुल राजस्व +स्टॉक	52,958,216	62,216,846	
स्वीकार्य संविदा लागत (कुल बिक्री राजस्व + स्टॉक का 90 प्रतिशत)	47,662,394	55,995,161	8,332,767
प्रौफिट पेट्रोलियम	5,295,822	6,221,685	925,863
प्रौफिट पेट्रोलियम का ठेकेदार का हिस्सा (90 प्रतिशत)	4,766,240	5,599,517	833,277
प्रौफिट पेट्रोलियम का सरकारी हिस्सा (10 प्रतिशत)	529,582	622,168	92,586
प्रौफिट पेट्रोलियम के सरकार हिस्से में कमी			+92,586

वर्ष 2009–10 के लिए

(राशि यू एस डॉलर में)

बिक्री राजस्व और क्लोजिंग स्टॉक	खातों के अनुसार	लेखापरीक्षा संगणना के अनुसार	लागत वसूली और भारत सरकार के प्रोफिट पेट्रोलियम के क्लोजिंग स्टॉक पर प्रभाव
कुल राजस्व	2,238,112,025	2,238,112,025	
योग 31.3.2010 को 79.603 यू एस डॉलर की दर से 159,114 बी बी एल कच्चे तेल का क्लोजिंग स्टॉक	विचार नही किया गया	+12,665,952	+12,665,952

घटाना 1.4.2009 के 69.069 यू एस डॉलर की दर से 134,049 बी बी एल कच्चे तेल का ओपनिंग स्टॉक	विचार नही किया गया	-9,258,630	-9,258,630
स्टॉक पर प्रभाव		+3,407,322	+3,407,322
कुल राजस्व +स्टॉक	2,238,112,025	2,241,519,347	
स्वीकार्य संविदा लागत (कुल बिक्री राजस्व + स्टॉक का 90 प्रतिशत)	2,014,300,823	2,017,367,412	3,066,589
प्रौफिट पेट्रोलियम	223,811,202	224,151,935	340,733
प्रौफिट पेट्रोलियम का ठेकेदार का हिस्सा (90 प्रतिशत)	201,430,082	201,736,742	306,660
प्रौफिट पेट्रोलियम हिस्से का सरकारी हिस्सा (10 प्रतिशत)	22,381,120	22,415,193	34,073
प्रौफिट पेट्रोलियम के सरकार हिस्से में कमी			34,073

वर्ष 2010–11 के लिए

(राशि यू एस डॉलर में)

बिक्री राजस्व और क्लोजिंग स्टॉक	खातों के अनुसार	लेखापरीक्षा संगणना के अनुसार	लागत वसूली और भारत सरकार के प्रोफिट पेट्रोलियम के क्लोजिंग स्टॉक पर प्रभाव
कुल राजस्व	3,550,705,564	3,550,705,564	
योग 31.3.2011 को 117.420 यू एस डॉलर की दर से 118,400 बी बी एल कच्चे तेल का क्लोजिंग स्टॉक	विचार नही किया गया	+13,902,528	+13,902,528
घटाना 1.4.2010 को 79.603 यू एस डॉलर की दर से 159,114 बी बी एल कच्चे तेल की ओपनिगं स्टॉक		-12,665,952	-12,665,952
योग 31.3.2011 को 89 यू एस डॉलर की दर से 29,350 बी बी एल कॉन्डनसेट का क्लोजिंग स्टॉक		+2,612,150	+2,612,150
घटाना– कॉन्डनसेट का ओपनिंग स्टॉक	-	-	-
स्टॉक पर प्रभाव		+3,848,726	+3,848,726
कुल बिक्री राजस्व +स्टॉक	3,550,705,564	3,554,554,290	
स्वीकार्य संविदा लागत (कुल बिक्री राजस्व + स्टॉक का 90 प्रतिशत)	3,195,635,008	3,199,098,861	3,463,853
प्रौफिट पेट्रोलियम	355,070,556	355,455,429	384,873
प्रौफिट पेट्रोलियम का ठेकेदार का हिस्सा (90 प्रतिशत)	319,563,500	319,909,886	346,386
प्रौफिट पेट्रोलियम हिस्से का सरकारी हिस्सा (10 प्रतिशत)	35,507,056	35,545,543	38,487
प्रौफिट पेट्रोलियम के सरकार हिस्से में कमी			38,487

वर्ष 2011–12 के लिए

(राशि यू एस डॉलर में)

बिक्री राजस्व और क्लोजिंग स्टॉक	खातों के अनुसार	लेखापरीक्षा संगणना के अनुसार	लागत वसूली और भारत सरकार के प्रोफिट पेट्रोलियम के क्लोजिंग स्टॉक पर प्रभाव
कुल राजस्व	2,784,254,648	2,784,254,648	
जोड़ना–31.3.2012 को 121.063 यू एस डॉलरकी दर से 114,293 बी बी एल कच्चे तेल का क्लोजिंग स्टॉक	विचार नही किया गया	+13,836,653	+13,836,653
घटाना– 1.4.2011 को 117.420 यू एस डॉलर की दर से 118,400 बी बी एल कच्चे तेल को ओपनिंग स्टॉक	-	-13,902,528	-13,902,528
जोड़ना–31.3.2012 को 105.333 यू एस डॉलर की दर से 20,175 बी बी एल कॉन्डनसेट का क्लोजिंग स्टॉक	-	+2,125,093	+2,125,093
घटाना–1.4.2011 को 89.000 यू एस डॉलर की दर से 29,350 बी बी एल कॉन्डनसेट का ओपनिंग स्टॉक	-	-2,612,150	-2,612,150
स्टॉक पर प्रभाव		-552,932	-552,932
कुल बिक्री राजस्व +स्टॉक	2,784,254,648	2,783701716	
स्वीकार्य संविदा लागत (कुल बिक्री राजस्व + स्टॉक का 90 प्रतिशत)	2,505,829,184	2,505,331,544	-497,640
प्रौफिट पेट्रोलियम	278,425,464	278,370,172	-55,292
प्रौफिट पेट्रोलियम का ठेकेदार का हिस्सा (90 प्रतिशत)	250,582,918	250,533,155	49,763
प्रौफिट पेट्रोलियम हिस्से का सरकारी हिस्सा (10 प्रतिशत)	27,842,546	27,837,017	-5,529
प्रौफिट पेट्रोलियम के सरकार हिस्से में कमी			-5,529

वर्ष 2012–13 के लिए

(राशि यू एस डॉलर में)

बिक्री राजस्व और क्लोजिंग स्टॉक	खातों के अनुसार	लेखापरीक्षा संगणना के अनुसार	लागत वसूली और भारत सरकार के प्रोफिट पेट्रोलियम के क्लोजिंग स्टॉक पर प्रभाव
कुल राजस्व	1,699,769,607	1,699,769,607	
जोड़ना–31.3.2013 को 106.823 यू एस डॉलर की दर से 1,06,540 बी बी एल कच्चे तेल का क्लोजिंग स्टॉक	विचार नही किया गया	+11,380,922	+11,380,922
घटाना– 1.4.2012 को 121.063 यू एस डॉलर की दर से 114,293 बी बी एल कच्चे तेल का ओपनिंग स्टॉक	-	-13,836,653	-13,836,653
जोड़ना–31.3.2013 को 85.479 यू एस डॉलर की दर से 33,233 बी बी एल कॉन्डनसेट का क्लोजिंग स्टॉक	-	+2,840,724	+2,840,724
घटाना–1.4.2012 को 105.333 यू एस डॉलर की दर से 20,175 बी बी एल कॉन्डनसेट का ओपनिंग स्टॉक	-	-2,125,093	-2,125,093
स्टॉक पर प्रभाव	-	-1,740,100	-1,740,100
कुल बिक्री राजस्व +स्टॉक	1,699,769,607	1,698,029,507	
स्वीकार्य संविदा लागत (कुल बिक्री राजस्व + स्टॉक का 90 प्रतिशत)	1,529,792,646	1,528,226,556	1,566,090
प्रौफिट पेट्रोलियम	169,976,961	169,802,951	174,010
प्रौफिट पेट्रोलियम का ठेकेदार का हिस्सा (90 प्रतिशत)	152,979,265	152,822,656	156,609
प्रौफिट पेट्रोलियम हिस्से का सरकारी हिस्सा (10 प्रतिशत)	16,997,696	16,980,295	-17,401
प्रौफिट पेट्रोलियम के सरकार हिस्से में कमी			-17,401
(कुल योग)			
क्लोजिंग स्टॉक पर प्रभाव			14,221,646 या कहें 14.22 मिलियन
भारत सरकार पर प्रभाव–पी पी			142,216 या कहें 0.14 मिलियन

परिशिष्ट 10

रीयल टाईम डाटा और पी डी एम एस डाटा (एम एम एस सी एम में) में अंतर (पैरा 2.10.1.3)

दिनांक	एस्पन प्रोसेस एक्सपलोरर डाटा	दैनिक परिकलित डाटा (ए)	पी डी एम एस डाटा (बी)	अंतर (बी–ए)
01- **अप्रैल**-09			0	0
02- **अप्रैल**-09			1.989626	1.989626
03- **अप्रैल**-09			4.079238	4.079238
04- **अप्रैल**-09			6.01307	6.01307
05- **अप्रैल**-09			5.825888	5.825888
06- **अप्रैल**-09			8.20883	8.20883
07- **अप्रैल**-09			9.338548	9.338548
08- **अप्रैल**-09			8.65012	8.65012
09- **अप्रैल**-09			4.969215	4.969215
10- **अप्रैल**-09			0	0
11- **अप्रैल**-09			0	0
12- **अप्रैल**-09			0	0
13- **अप्रैल**-09			2.761003	2.761003
14- **अप्रैल**-09			8.899239	8.899239
15- **अप्रैल**-09			12.054682	12.054682
16- **अप्रैल**-09			12.9739	12.9739
17- **अप्रैल**-09	32.0422115		9.105327	9.105327
18- **अप्रैल**-09	39.7286266	7.6864151	8.004722	0.3183069
19- **अप्रैल**-09	47.7314438	8.0028172	7.891979	-0.1108382
20- **अप्रैल**-09	55.3862902	7.6548464	7.9953	0.3404536
21- **अप्रैल**-09	13.8485336	-41.5377566	8.039186	49.576943
22- **अप्रैल**-09	71.8353579	57.9868243	8.245026	-49.741798
23- **अप्रैल**-09	81.5508675	9.7155096	9.454936	-0.2605736
24- **अप्रैल**-09	92.2595508	10.7086833	10.728935	0.0202517
25- **अप्रैल**-09	103.1506857	10.8911349	10.861577	-0.0295579
26- **अप्रैल**-09	114.1319845	10.9812988	10.908502	-0.0727968
27- **अप्रैल**-09	125.3432504	11.2112659	11.04411	-0.1671559
28- **अप्रैल**-09	138.5805044	13.237254	13.288864	0.05161
29- **अप्रैल**-09	153.4791717	14.8986673	15.020975	0.1223077
30- **अप्रैल**-09	170.1130253	16.6338536	16.291046	-0.3428076
01-**मई** -09	187.7897939	17.6767686	17.558319	-0.1184496
02- **मई**-09	205.7035102	17.9137163	17.635886	-0.2778303
03- **मई**-09	224.1639061	18.4603959	18.200164	-0.2602319
04- **मई**-09	242.4776954	18.3137893	17.959028	-0.3547613
05- **मई**-09	224.3456878	-18.1320076	18.521224	36.653232

06- **मई**-09	240.7440967	16.3984089	20.239839	3.8414301
07- **मई**-09	301.8713302	61.1272335	20.035187	-41.092047
08- **मई**-09	325.1798097	23.3084795	23.10178	-0.2066995
09- **मई**-09	351.3346614	26.1548517	25.743603	-0.4112487
10- **मई**-09	377.1380463	25.8033849	25.729069	-0.0743159
11- **मई**-09	400.1057778	22.9677315	22.814138	-0.1535935
12- **मई**-09	424.1247443	24.0189665	23.778707	-0.2402595
13- **मई**-09	448.5466231	24.4218788	24.092085	-0.3297938
14- **मई**-09	472.8403454	24.2937223	23.740449	-0.5532733
15- **मई**-09	493.4836807	20.6433353	20.741484	0.0981487
16- **मई**-09	512.1170845	18.6334038	18.384127	-0.2492768
17- **मई**-09	534.2813568	22.1642723	21.790341	-0.3739313
18- **मई**-09	555.9341925	21.6528357	21.72998	0.0771443
19- **मई**-09	577.8219871	21.8877946	21.573531	-0.3142636
20- **मई**-09	596.146576	18.3245889	18.425195	0.1006061
21- **मई**-09	615.6070023	19.4604263	19.241228	-0.2191983
22- **मई**-09	632.0884629	16.4814606	19.612791	3.1313304
23- **मई**-09	646.7676506	14.6791877	19.045675	4.3664873
24- **मई**-09	662.1293565	15.3617059	19.698034	4.3363281
25- **मई**-09	677.8494188	15.7200623	20.218197	4.4981347
26- **मई**-09	693.9243508	16.074932	20.072632	3.9977
27- **मई**-09	0	-693.9243508	20.194183	714.11853
28- **मई**-09	616.7489434	616.7489434	21.935209	-594.81373
29- **मई**-09	746.4334107	129.6844673	23.881751	-105.80272
30- **मई**-09	655.7434693	-90.6899414	25.232738	115.92268
31- **मई**-09	677.1870957	21.4436264	26.170871	4.7272446
01-**जून** -09	698.7902985	21.6032028	27.212563	5.6093602
02- **जून**-09	721.725109	22.9348105	28.100074	5.1652635
03- **जून**-09	744.6359405	22.9108315	27.616132	4.7053005
04- **जून**-09	943.8285751	199.1926346	25.755231	-173.4374
05- **जून**-09	970.8525582	27.0239831	26.406226	-0.6177571
06- **जून**-09	1000.188072	29.335514	28.391237	-0.944277
07- **जून**-09	1029.164848	28.9767762	28.949977	-0.0267992
08- **जून**-09	1058.794163	29.6293143	29.140704	-0.4886103
09- **जून**-09	1088.040539	29.2463764	28.861387	-0.3849894
10- **जून**-09	1116.713845	28.6733056	28.25333	-0.4199756
11- **जून**-09	1143.478035	26.7641907	27.857048	1.0928573
12- **जून**-09	1166.349625	22.8715897	27.07657	4.2049803
13- **जून**-09	1190.448029	24.0984038	27.544132	3.4457282
14- **जून**-09	1214.803101	24.3550721	27.907154	3.5520819

15- **जून**-09	1238.517212	23.7141114	27.951467	4.2373556
16- **जून**-09	1262.412163	23.8949508	27.922659	4.0277082
17- **जून**-09	1286.114182	23.7020187	27.9407	4.2386813
18- **जून**-09	1310.317612	24.2034302	27.550342	3.3469118
19- **जून**-09	1334.258828	23.9412155	28.20571	4.2644945
20- **जून**-09	1357.729958	23.4711303	27.822239	4.3511087
21- **जून**-09	1380.668297	22.9383392	28.006441	5.0681018
22- **जून**-09	1404.513286	23.8449893	28.037897	4.1929077
23- **जून**-09	1432.737714	28.2244272	28.614554	0.3901268
24- **जून**-09	1462.015434	29.2777201	29.095632	-0.1820881
25- **जून**-09	1491.25669	29.2412563	29.299525	0.0582687
26- **जून**-09	1518.385549	27.1288588	27.177796	0.0489372
27- **जून**-09	1544.996761	26.6112118	30.209732	3.5985202
28- **जून**-09	1570.467531	25.4707706	28.823084	3.3523134
29- **जून**-09	1595.282664	24.8151331	28.786421	3.9712879
30- **जून**-09	1620.964319	25.6816549	29.055219	3.3735641
01- **जुलाई**-09	1646.069815	25.1054954	29.001176	3.8956806
02- **जुलाई**-09	1671.335646	25.265831	28.923342	3.657511
03- **जुलाई**-09	1696.915724	25.5800782	29.036491	3.4564128
04- **जुलाई**09	1722.739599	25.8238755	29.216017	3.3921415
05- **जुलाई**-09	1749.556623	26.8170241	30.93455	4.1175259
06- **जुलाई**-09	1775.815638	26.2590141	31.591639	5.3326249
07- **जुलाई**09	1804.164125	28.3484878	31.728516	3.3800282
08- **जुलाई**-09	1832.259306	28.0951806	32.079484	3.9843034
09- **जुलाई**-09	1858.0576	25.7982941	32.109185	6.3108909
10- **जुलाई**-09	1883.676521	25.6189212	30.932137	5.3132158
11- **जुलाई**-09	1907.443617	23.7670957	28.588852	4.8217563
12- **जुलाई**-09	1907.443617	0	28.239295	28.239295
13- **जुलाई**-09	1979.966766	72.5231494	29.191067	-43.332082
14- **जुलाई**-09	2004.26071	24.2939435	29.290346	4.9964025
15- **जुलाई**-09	2004.26071	0	28.565665	28.565665
16- **जुलाई**-09	2029.39941	25.1387006	28.897543	3.7588424
17- **जुलाई**-09	2054.716225	25.3168143	29.338166	4.0213517
18- **जुलाई**-09	2080.717102	26.0008774	29.923559	3.9226816
19- **जुलाई**-09	2106.67712	25.9600181	29.560527	3.6005089
20- **जुलाई**-09	2132.557632	25.8805122	29.572135	3.6916228
21- **जुलाई**09	2158.752552	26.1949196	30.141756	3.9468364
22- **जुलाई**-09	2186.549233	27.7966805	31.940168	4.1434875
23- **जुलाई**-09	2214.67318	28.1239472	32.736066	4.6121188
24- **जुलाई**09	2243.384201	28.7110214	33.209376	4.4983546

25- **जुलाई**-09	2271.938294	28.5540925	33.30222	4.7481275
26- **जुलाई**-09	2298.869476	26.9311828	31.749826	4.8186432
27- **जुलाई**-09	2325.468765	26.5992888	31.480437	4.8811482
28- **जुलाई**-09	2351.823608	26.3548432	31.671797	5.3169538
29- **जुलाई**-09	2377.107342	25.2837334	30.757988	5.4742546
30- **जुलाई**-09	2402.350807	25.2434654	30.635684	5.3922186
31- **जुलाई**-09	2428.61972	26.2689132	31.396227	5.1273138
01- **अगस्त**-09	2457.267738	28.6480178	34.056939	5.4089212
02- **अगस्त**-09	2487.582817	30.3150789	35.437079	5.1220001
03- **अगस्त**-09	2519.193672	31.610855	36.375851	4.764996
04- **अगस्त**-09	2552.61306	33.4193879	37.458408	4.0390201
05- **अगस्त**-09	2585.241661	32.6286011	36.768727	4.1401259
06- **अगस्त**-09	2617.64727	32.4056092	36.640358	4.2347488
07- **अगस्त**-09	2650.018211	32.370941	36.712741	4.3418
08- **अगस्त**-09	2682.177345	32.1591341	36.334455	4.1753209
09- **अगस्त**-09	2713.718483	31.5411376	35.69423	4.1530924
10- **अगस्त**-09	2746.780792	33.0623093	36.338863	3.2765537
11- **अगस्त**-09	2779.909073	33.1282805	36.671766	3.5434855
12- **अगस्त**-09	2812.75528	32.8462067	36.607193	3.7609863
13- **अगस्त**-09	2844.991562	32.2362823	35.993711	3.7574287
14- **अगस्त**-09	2877.36719	32.3756278	36.407328	4.0317002
15- **अगस्त**-09	2905.379893	28.0127031	32.710989	4.6982859
16- **अगस्त**-09	2935.323153	29.9432602	33.322075	3.3788148
17- **अगस्त**-09	2963.448565	28.125412	35.702881	7.577469
18- **अगस्त**09	2989.472887	26.0243225	36.147224	10.122902
19- **अगस्त**-09	3029.893193	40.4203056	36.848628	-3.5716776
20- **अगस्त**-09	3058.280686	28.3874927	36.575008	8.1875153
21- **अगस्त**-09	3085.395298	27.1146126	35.847042	8.7324294
22- **अगस्त**-09	3113.313309	27.9180103	36.097124	8.1791137
23- **अगस्त**-09	3143.946202	30.6328933	36.440431	5.8075377
24- **अगस्त**-09	3175.154407	31.2082052	36.848394	5.6401888
25- **अगस्त**-09	3204.79314	29.6387333	38.53614	8.8974067
26- **अगस्त**-09	3233.26707	28.4739292	36.67047	8.1965408
27- **अगस्त**-09	3257.929909	24.6628392	33.803831	9.1409918
28- **अगस्त**-09	3280.234108	22.3041993	33.255218	10.951019
29- **अगस्त**-09	3371.850844	91.6167355	31.898966	-59.717769
30- **अगस्त**-09	3401.20338	29.3525361	33.384829	4.0322929
31- **अगस्त**-09	3431.179059	29.9756797	34.241209	4.2655293
01- **सितम्बर**-09	3458.437474	27.2584147	31.365526	4.1071113
02- **सितम्बर**-09	3485.809392	27.371918	31.258771	3.886853

03- **सितम्बर**-09	3541.033355	55.2239633	30.330333	-24.89363
04- **सितम्बर**-09	3572.146194	31.1128383	30.310461	-0.8023773
05- **सितम्बर**-09	3603.330994	31.1848002	30.42343	-0.7613702
06- **सितम्बर**-09	3633.126456	29.7954624	29.334103	-0.4613594
07- **सितम्बर**-09	3663.190451	30.0639948	29.323014	-0.7409808
08- **सितम्बर**-09	3696.96661	33.7761593	32.992747	-0.7834123
09- **सितम्बर**-09	3732.262306	35.2956956	34.432012	-0.8636836
10- **सितम्बर**-09	3767.348544	35.0862382	34.833294	-0.2529442
11- **सितम्बर**-09	3801.376765	34.0282205	33.216982	-0.8112385
12- **सितम्बर**-09	3837.824902	36.4481368	35.697218	-0.7509188
13- **सितम्बर**-09	3875.193637	37.3687354	36.640952	-0.7277834
14- **सितम्बर**-09	3911.632543	36.438906	36.925682	0.486776
15- **सितम्बर**-09	3945.259191	33.6266485	36.996452	3.3698035
16- **सितम्बर**-09	3977.788321	32.5291299	37.169977	4.6408471
17- **सितम्बर**-09	17.5956455	-3960.192676	37.48459	3997.6773
18- **सितम्बर**-09	50.7525073	33.1568618	35.713119	2.5562572
19- **सितम्बर**-09	0	-50.7525073	37.700519	88.453026
20- **सितम्बर**-09	114.5399158	114.5399158	35.573466	-78.96645
21- **सितम्बर**-09	145.885963	31.3460472	35.447453	4.1014058
22- **सितम्बर**-09	176.3496728	30.4637098	35.369597	4.9058872
23- **सितम्बर**-09	0	-176.3496728	34.318954	210.66863
24- **सितम्बर**-09	232.8048587	232.8048587	34.378819	-198.42604
25- **सितम्बर**-09	260.3292582	27.5243995	34.376938	6.8525385
26- **सितम्बर**-09	286.8667422	26.537484	34.525041	7.987557
27- **सितम्बर**-09	315.5960076	28.7292654	36.411137	7.6818716
28- **सितम्बर**-09	343.6337307	28.0377231	35.673433	7.6357099
29- **सितम्बर**-09	369.6074854	25.9737547	33.928414	7.9546593
30- **सितम्बर**-09	422.0790968	52.4716114	36.324016	-16.147595
01- **अक्टूबर**-09	455.539668	33.4605712	37.851935	4.3913638
02-**अक्टूबर**-09	479.443632	23.903964	38.460659	14.556695
03-**अक्टूबर**-09	512.9282837	33.4846517	37.340379	3.8557273
04-**अक्टूबर**-09	547.1633196	34.2350359	38.394544	4.1595081
05-**अक्टूबर**-09	582.0803258	34.9170062	38.541574	3.6245678
06-**अक्टूबर**-09	617.7998015	35.7194757	39.740164	4.0206883
07-**अक्टूबर**-09	654.6751303	36.8753288	40.867677	3.9923482
08-**अक्टूबर**-09	692.2760932	37.6009629	40.851964	3.2510011
09-**अक्टूबर**-09	729.8050514	37.5289582	40.859655	3.3306968
10-**अक्टूबर**-09	766.7990389	36.9939875	40.736657	3.7426695
11-**अक्टूबर**-09	804.4890583	37.6900194	41.028469	3.3384496
12-**अक्टूबर**-09	842.4012401	37.9121818	41.903366	3.9911842

13-**अक्टूबर**-09	880.9560288	38.5547887	41.875038	3.3202493
14-**अक्टूबर**-09	917.1288525	36.1728237	39.960397	3.7875733
15-**अक्टूबर**-09	952.0895406	34.9606881	38.59357	3.6328819
16-**अक्टूबर**-09	986.6737417	34.5842011	37.332748	2.7485469
17-**अक्टूबर**-09	1018.936599	32.2628577	35.639983	3.3771253
18-**अक्टूबर**-09	1052.303765	33.3671657	36.457325	3.0901593
19-**अक्टूबर**-09	1084.495016	32.1912512	35.438738	3.2474868
20-**अक्टूबर**-09	1116.724733	32.229717	36.297726	4.068009
21-**अक्टूबर**-09	1120.091733	3.367	38.724763	35.357763
22-**अक्टूबर**-09	1184.219881	64.1281475	40.358751	-23.769397
23-**अक्टूबर**-09	1184.219881	0	43.370895	43.370895
24-**अक्टूबर**-09	1265.573237	81.3533565	43.484391	-37.868966
25-**अक्टूबर**-09	1303.605096	38.0318589	42.426519	4.3946601
26-**अक्टूबर**-09	1342.063634	38.4585381	42.873695	4.4151569
27-**अक्टूबर**-09	1380.319461	38.2558271	42.438012	4.1821849
28-**अक्टूबर**-09	1417.759622	37.4401603	41.969741	4.5295807
29-**अक्टूबर**-09	1456.081125	38.3215036	42.363749	4.0422454
30-**अक्टूबर**-09	1494.92333	38.8422042	42.350893	3.5086888
31-**अक्टूबर**-09	1533.256898	38.3335687	42.585901	4.2523323
01- **नवम्बर**-09	1574.030115	40.7732167	44.413341	3.6401243
02- **नवम्बर**-09	1613.771859	39.7417441	44.32095	4.5792059
03- **नवम्बर**-09	1654.106704	40.3348449	44.334389	3.9995441
04- **नवम्बर**-09	1694.975071	40.8683675	44.579735	3.7113675
05- **नवम्बर**-09	1736.433307	41.4582354	45.329066	3.8708306
06- **नवम्बर**-09	1777.784695	41.351388	45.29046	3.939072
07- **नवम्बर**-09	1820.110397	42.3257023	45.341101	3.0153987
08- **नवम्बर**-09	1862.241219	42.1308215	46.342133	4.2113115
09- **नवम्बर**-09	1904.688631	42.4474123	46.337878	3.8904657
10- **नवम्बर**-09	1947.171314	42.4826834	46.323307	3.8406236
11- **नवम्बर**-09	1988.947112	41.7757981	43.933634	2.1578359
12- **नवम्बर**-09	2027.96147	39.0143574	40.606266	1.5919086
13- **नवम्बर**-09	2065.406775	37.4453051	38.361599	0.9162939
14- **नवम्बर**-09	2102.435652	37.0288771	38.336243	1.3073659
15- **नवम्बर**-09	2139.490836	37.0551839	38.319025	1.2638411
16- **नवम्बर**-09	2176.464919	36.9740834	38.299547	1.3254636
17- **नवम्बर**09	2212.974123	36.5092032	38.392391	1.8831878
18- **नवम्बर**-09	2249.348065	36.3739425	38.38426	2.0103175
19- **नवम्बर**-09	2286.860901	37.5128355	38.897426	1.3845905
20- **नवम्बर**-09	2329.721518	42.8606174	42.911022	0.0504046
21- **नवम्बर**-09	2375.810053	46.0885353	46.465823	0.3772877

22- **नवम्बर**-09	2421.671948	45.8618945	46.487032	0.6251375
23- **नवम्बर**-09	2467.882261	46.2103133	46.818429	0.6081157
24- **नवम्बर**-09	2517.008644	49.1263827	49.336563	0.2101803
25- **नवम्बर**-09	2565.61728	48.6086359	49.382423	0.7737871
26- **नवम्बर**-09	2614.357897	48.7406176	49.360356	0.6197384
27- **नवम्बर**-09	2664.248521	49.8906233	49.433249	-0.4573743
28- **नवम्बर**-09	2713.915693	49.6671728	50.49266	0.8254872
29- **नवम्बर**-09	2763.886176	49.9704829	50.378527	0.4080441
30- **नवम्बर**-09	2811.684521	47.7983447	48.725395	0.9270503
01- **दिसम्बर**-09	2857.083013	45.3984924	46.096519	0.6980266
02- **दिसम्बर**-09	2902.598443	45.5154298	45.999883	0.4844532
03- **दिसम्बर**-09	2946.880379	44.2819358	46.021122	1.7391862
04- **दिसम्बर**-09	2989.413326	42.5329473	46.120772	3.5878247
05- **दिसम्बर**-09	3032.132849	42.7195232	47.075045	4.3555218
06- **दिसम्बर**-09	3073.937527	41.8046771	47.032026	5.2273489
07- **दिसम्बर**09	3116.2164	42.2788737	48.051846	5.7729723
08- **दिसम्बर**-09	3158.65355	42.4371496	48.015779	5.5786294
09- **दिसम्बर**09	3203.607336	44.953786	49.973247	5.019461
10- **दिसम्बर**-09	3250.229077	46.6217407	50.101333	3.4795923
11- **दिसम्बर**-09	3294.166182	43.937105	45.990614	2.053509
12- **दिसम्बर**-09	3338.247248	44.0810665	47.717476	3.6364095
13- **दिसम्बर**-09	3380.334233	42.086985	46.682557	4.595572
14- **दिसम्बर**-09	3423.879801	43.5455677	46.524439	2.9788713
15- **दिसम्बर**-09	3469.006553	45.1267525	46.826133	1.6993805
16- **दिसम्बर**-09	3510.791398	41.7848448	45.337953	3.5531082
17- **दिसम्बर**-09	3552.163433	41.3720349	45.380235	4.0082001
18- **दिसम्बर**-09	3591.819312	39.6558792	42.534001	2.8781218
19- **दिसम्बर**-09	3633.483586	41.6642743	42.672088	1.0078137
20- **दिसम्बर**-09	3679.357535	45.8739486	47.45701	1.5830614
21- **दिसम्बर**-09	3729.183215	49.8256797	50.578514	0.7528343
22- **दिसम्बर**-09	3790.370822	61.1876071	62.558956	1.3713489
23- **दिसम्बर**-09	3863.5358	73.1649785	76.324823	3.1598445
24- **दिसम्बर**-09	3935.638627	72.1028262	75.258092	3.1552658
25- **दिसम्बर**-09	3983.889314	48.2506875	50.538866	2.2881785
26- **दिसम्बर**-09	4034.409934	50.5206202	50.47577	-0.0448502
27- **दिसम्बर**-09	4093.332584	58.9226501	60.351734	1.4290839
28- **दिसम्बर**-09	4152.742613	59.4100288	60.359707	0.9496782
29- **दिसम्बर**-09	4211.656481	58.913868	60.325003	1.411135
30- **दिसम्बर**-09	4270.919363	59.2628814	60.251277	0.9883956
31- **दिसम्बर**-09	4326.99311	56.0737472	57.379598	1.3058508

01- **जनवरी**-10	4382.662898	55.6697878	56.512814	0.8430262
02- **जनवरी**-10	4433.505779	50.8428813	51.430256	0.5873747
03- **जनवरी**-10	4482.903313	49.3975344	50.462059	1.0645246
04- **जनवरी**-10	4532.523279	49.6199654	50.420396	0.8004306
05- **जनवरी**-10	4582.251768	49.7284896	50.512626	0.7841364
06- **जनवरी**-10	4636.436439	54.1846704	55.83599	1.6513196
07- **जनवरी**-10	4691.403058	54.9666198	55.878413	0.9117932
08- **जनवरी**-10	4748.591469	57.1884103	60.33697	3.1485597
09- **जनवरी**-10	4801.237842	52.6463731	60.589015	7.9426419
10- **जनवरी**-10	4864.016338	62.7784959	61.893764	-0.8847319
11- **जनवरी**-10	4929.270464	65.2541264	64.455243	-0.7988834
12- **जनवरी**-10	4994.676346	65.4058821	64.395891	-1.0099911
13- **जनवरी**10	5058.986755	64.3104089	63.13131	-1.1790989
14- **जनवरी**-10	5121.260937	62.2741819	61.403489	-0.8706929
15- **जनवरी**-10	5180.57547	59.314533	58.517962	-0.796571
16- **जनवरी**-10	5240.287497	59.7120268	58.690055	-1.0219718
17- **जनवरी**-10	5299.70294	59.415443	58.518201	-0.897242
18- **जनवरी**-10	5358.776836	59.0738963	58.393623	-0.6802733
19- **जनवरी**-10	5419.320725	60.5438892	60.392756	-0.1511332
20- **जनवरी**-10	5482.549519	63.2287933	61.815997	-1.4127963
21- **जनवरी**-10	5544.891798	62.3422797	61.760666	-0.5816137
22- **जनवरी**-10	5607.794387	62.9025886	61.875003	-1.0275856
23- **जनवरी**-10	5663.204624	55.4102369	58.174461	2.7642241
24- **जनवरी**-10	5716.496231	53.291607	53.438279	0.146672
25- **जनवरी**-10	5770.73177	54.2355388	53.578008	-0.6575308
26- **जनवरी**-10	5830.321564	59.5897948	59.096464	-0.4933308
27- **जनवरी**-10	5892.39286	62.0712957	61.86282	-0.2084757
28- **जनवरी**-10	5954.883918	62.4910576	61.941053	-0.5500046
29- **जनवरी**-10	6017.34482	62.460902	61.913507	-0.547395
30- **जनवरी**-10	6078.474286	61.1294663	60.945156	-0.1843103
31- **जनवरी**-10	6138.18426	59.7099744	58.913023	-0.7969514
01- **फरवरी**-10	6197.722683	59.5384227	58.926678	-0.6117447
02- **फरवरी**-10	6256.784467	59.0617843	58.837514	-0.2242703
03- **फरवरी**-10	6316.508016	59.7235482	58.907986	-0.8155622
04- **फरवरी**10	6376.129306	59.6212899	59.043071	-0.5782189
05- **फरवरी**-10	6436.018685	59.8893799	58.990611	-0.8987689
06- **फरवरी**-10	6495.305032	59.2863467	58.904278	-0.3820687
07- **फरवरी**-10	6556.813175	61.5081432	60.714617	-0.7935262
08- **फरवरी**-10	6618.307119	61.493944	60.88963	-0.604314
09- **फरवरी**-10	6679.354824	61.0477049	60.544485	-0.5032199

10- **फरवरी**-10	6738.890027	59.535203	58.286017	-1.249186
11- **फरवरी**-10	6785.18859	46.2985624	58.396699	12.098137
12- **फरवरी**-10	6839.624636	54.4360462	58.367935	3.9318888
13- **फरवरी**-10	6897.102025	57.4773888	57.961732	0.4843432
14- **फरवरी**-10	6953.607728	56.5057032	55.376593	-1.1291102
15- **फरवरी**-10	7010.380492	56.7727644	55.510021	-1.2627434
16- **फरवरी**-10	7066.045841	55.6653486	55.310399	-0.3549496
17- **फरवरी**-10	7122.837852	56.7920109	56.253035	-0.5389759
18- **फरवरी**-10	0	-7122.837852	56.765145	7179.603
19- **फरवरी**-10	7240.562279	7240.562279	59.608871	-7180.9534
20- **फरवरी**-10	7300.005191	59.4429123	60.529361	1.0864487
21- **फरवरी**-10	7360.539472	60.5342813	60.293548	-0.2407333
22- **फरवरी**-10	7421.8452	61.3057278	60.480883	-0.8248448
23- **फरवरी**-10	7482.74061	60.8954105	60.353513	-0.5418975
24- **फरवरी**-10	7543.819716	61.0791056	59.929893	-1.1492126
25- **फरवरी**-10	7600.952103	57.1323874	58.477734	1.3453466
26- **फरवरी**-10	7659.485576	58.5334727	58.423205	-0.1102677
27- **फरवरी**-10	7718.073355	58.5877785	58.468831	-0.1189475
28- **फरवरी**-10	7777.085545	59.0121902	58.628185	-0.3840052
01-**मार्च**-10	7829.515829	52.4302838	57.735209	5.3049252
02- **मार्च**-10	7882.393318	52.8774895	54.414639	1.5371495
03- **मार्च**-10	7936.879197	54.4858785	54.452371	-0.0335075
04- **मार्च**-10	7991.522432	54.6432355	54.467192	-0.1760435
05- **मार्च**-10	8050.9248	59.4023679	58.050948	-1.3514199
06- **मार्च**-10	8112.005889	61.0810892	60.449085	-0.6320042
07- **मार्च**-10	8175.292162	63.2862725	62.443528	-0.8427445
08- **मार्च**-10	8238.503408	63.2112462	62.780474	-0.4307722
09- **मार्च**-10	8302.152086	63.6486782	62.858869	-0.7898092
10- **मार्च**-10	8365.722087	63.5700008	63.216098	-0.3539028
11- **मार्च**-10	8429.867001	64.1449138	63.196618	-0.9482958
12- **मार्च**-10	8492.629675	62.7626739	62.34191	-0.4207639
13- **मार्च**-10	8555.476171	62.8464968	62.310549	-0.5359478
14- **मार्च**-10	8618.947652	63.4714807	62.386574	-1.0849067
15- **मार्च**-10	8681.425809	62.4781567	62.305413	-0.1727437
16- **मार्च**-10	8744.162184	62.7363749	62.348103	-0.3882719
17- **मार्च**-10	8807.238249	63.0760655	62.308396	-0.7676695
18- **मार्च**-10	8869.457602	62.2193528	62.302305	0.0829522
19- **मार्च**-10	8933.193338	63.7357359	62.829363	-0.9063729
20- **मार्च**-10	8997.150351	63.9570129	63.81522	-0.1417929
21- **मार्च**-10	9060.122975	62.9726243	62.66375	-0.3088743

22- **मार्च**-10	9121.589683	61.4667074	60.976681	-0.4900264
23- **मार्च**-10	9186.809792	65.2201096	63.902252	-1.3178576
24- **मार्च**-10	9250.120172	63.3103795	62.894022	-0.4163575
25- **मार्च**-10	9313.967709	63.8475369	63.942546	0.0950091
26- **मार्च**-10	9377.795138	63.8274292	63.29257	-0.5348592
27- **मार्च**-10	9441.783165	63.9880271	63.624781	-0.3632461
28- **मार्च**-10	9504.695285	62.9121198	62.616575	-0.2955448
29- **मार्च**-10	9563.356025	58.6607402	62.439562	3.7788218
30- **मार्च**-10	9625.53258	62.1765547	61.543262	-0.6332927
31- **मार्च**-10	9686.391755	60.8591754	59.859217	-0.9999584
01- **अप्रैल** -10	5563.721736	-4122.670019	60.626086	4183.2961
02- **अप्रैल** -10	5601.628165	37.9064292	62.315577	24.409148
03- **अप्रैल**-10	5636.830857	35.2026916	59.542293	24.339601
04- **अप्रैल** -10	5671.057449	34.226592	59.500288	25.273696
05- **अप्रैल**-10	5705.369556	34.3121067	59.484376	25.172269
06- **अप्रैल**-10	5739.300408	33.9308524	59.431364	25.500512
07- **अप्रैल**-10	5773.77007	34.4696617	59.420518	24.950856
08- **अप्रैल**-10	5809.045552	35.275482	59.393667	24.118185
09- **अप्रैल**-10	5844.608534	35.5629819	59.094954	23.531972
10- **अप्रैल**-10	5880.714728	36.1061945	59.552496	23.446301
11- **अप्रैल**-10	5916.497555	35.7828265	59.407895	23.625069
12- **अप्रैल** -10	5952.730158	36.2326029	59.327204	23.094601
13- **अप्रैल**-10	5988.770974	36.0408169	59.116628	23.075811
14- **अप्रैल** -10	6024.692222	35.9212475	59.304418	23.383171
15- **अप्रैल** -10	6059.292064	34.599842	59.595957	24.996115
16- **अप्रैल** -10	6094.143138	34.8510745	57.42459	22.573515
17- **अप्रैल** -10	6126.903129	32.759991	53.15725	20.397259
18- **अप्रैल** -10	6159.683331	32.7802017	54.310249	21.530047
19- **अप्रैल** -10	6191.061528	31.3781973	55.117842	23.739645
20- **अप्रैल** -10	6223.840879	32.7793503	55.421771	22.642421
21- **अप्रैल** -10	6257.534368	33.6934893	55.542911	21.849422
22- **अप्रैल** 10	6291.492272	33.9579039	55.922014	21.96411
23- **अप्रैल** -10	6317.746162	26.2538903	43.959895	17.706005
24- **अप्रैल** -10	6350.516216	32.770054	55.040534	22.27048
25- **अप्रैल** -10	6384.334679	33.818463	55.585367	21.766904
26- **अप्रैल** -10	6417.540083	33.2054037	54.809195	21.603791
27- **अप्रैल** -10	6450.983629	33.4435463	55.425389	21.981843
28- **अप्रैल** -10	6484.483052	33.4994224	55.99704	22.497618
29- **अप्रैल** -10	6517.914905	33.4318533	55.83145	22.399597
30- **अप्रैल** -10	6551.423857	33.5089517	54.740349	21.231397

01- **मई** -10	6584.314302	32.8904449	54.052499	21.162054
02- **मई**-10	6615.741547	31.4272454	52.530984	21.103739
03- **मई**-10	6647.618956	31.8774093	52.769498	20.892089
04- **मई**-10	6679.502327	31.8833703	52.5964	20.71303
05- **मई**-10	6710.897544	31.3952176	53.149146	21.753928
06- **मई**-10	6744.404238	33.5066936	50.324597	16.817903
07- **मई**-10	6777.536947	33.1327093	49.429184	16.296475
08- **मई**-10	6810.237412	32.7004645	51.432926	18.732461
09- **मई**-10	6843.522286	33.2848742	53.173908	19.889034
10- **मई**-10	9774.124522	2930.602236	52.844207	-2877.758
11- **मई**-10	9816.622617	42.4980952	52.63485	10.136755
12- **मई**-10	1481.201	-8335.421617	50.434842	8385.8565
13- **मई**-10	9900.843418	8419.642418	48.971505	-8370.6709
14- **मई**-10	9943.697429	42.8540108	49.819939	6.9659282
15- **मई**-10	9986.887184	43.1897548	52.114098	8.9243432
16- **मई**-10	10027.27144	40.3842531	53.012862	12.628609
17- **मई**-10	10068.78036	41.5089275	53.293224	11.784297
18- **मई**-10	10111.19495	42.4145831	53.410425	10.995842
19- **मई**-10	10153.66002	42.4650703	53.701456	11.236386
20- **मई**-10	10196.39816	42.7381398	53.925954	11.187814
21- **मई**-10	10238.69949	42.30133	53.284998	10.983668
22- **मई**-10	10279.8769	41.177408	52.971727	11.794319
23- **मई**-10	10321.89474	42.017842	52.935667	10.917825
24- **मई**-10	10363.58357	41.688832	52.882758	11.193926
25- **मई**-10	10405.64467	42.0610956	52.922322	10.861226
26- **मई**-10	10447.76589	42.1212245	52.9046	10.783375
27- **मई**-10	10489.53186	41.7659735	52.19671	10.430737
28- **मई**-10	10530.17301	40.6411432	51.079555	10.438412
29- **मई**-10	10569.93346	39.760454	49.858507	10.098053
30- **मई**-10	10610.61991	40.6864545	49.651964	8.9655095
31- **मई**-10	10651.64707	41.0271559	49.987237	8.9600811
01- **जून**-10	10693.42538	41.7783078	49.564896	7.7865882
02- **जून**-10	10735.57448	42.1490976	49.671609	7.5225114
03- **जून**-10	10776.67347	41.0989928	48.263729	7.1647362
04- **जून**-10	10816.93127	40.257801	47.938076	7.680275
05- **जून**-10	10859.02929	42.098022	49.563562	7.46554
06- **जून**-10	10901.34059	42.3112979	49.133008	6.8217101
07- **जून**-10	10943.91495	42.5743554	49.498446	6.9240906
08- **जून**-10	10987.18044	43.2654972	50.383868	7.1183708
09- **जून**-10	11031.06214	43.8816952	50.556742	6.6750468

10- **जून**-10	11075.31938	44.2572373	51.800504	7.5432667
11- **जून**-10	11117.816	42.496622	52.61001	10.113388
12- **जून**-10	11160.63188	42.8158819	52.611118	9.7952361
13- **जून**-10	11203.05555	42.4236719	52.261742	9.8380701
14- **जून**-10	11246.14882	43.0932649	52.675898	9.5826331
15- **जून**-10	11289.50788	43.359068	53.387895	10.028827
16- **जून**-10	11332.98771	43.4798281	53.277693	9.7978649
17- **जून**-10	11376.24091	43.253202	53.3706	10.117398
18- **जून**-10	11419.59149	43.3505797	53.306874	9.9562943
19- **जून**-10	11462.74457	43.1530758	53.229858	10.076782
20- **जून**-10	11506.17083	43.4262636	50.7175	7.2912364
21- **जून**-10	11550.07134	43.9005088	50.209945	6.3094362
22- **जून**-10	11593.63879	43.5674455	50.302815	6.7353695
23- **जून**-10	11634.15906	40.5202763	50.340389	9.8201127
24- **जून**-10	11671.052	36.8929377	50.159981	13.267043
25- **जून**-10	11708.2399	37.1879014	50.160489	12.972588
26- **जून**-10	11747.7671	39.5271961	50.252252	10.725056
27- **जून**-10	11788.03103	40.2639267	50.218704	9.9547773
28- **जून**-10	11827.97393	39.942907	50.067181	10.124274
29- **जून**-10	11868.77657	40.8026412	51.395428	10.592787
30- **जून**-10	11909.29807	40.5214917	51.575071	11.053579
01- **जुलाई**-10	11949.55704	40.2589697	51.10949	10.85052
02- **जुलाई**-10	11990.05758	40.5005446	51.432494	10.931949
03- **जुलाई**-10	12030.73697	40.6793914	51.091474	10.412083
04- **जुलाई**-10	12070.77742	40.0404531	51.207772	11.167319
05- **जुलाई**-10	12110.58173	39.8043066	50.636002	10.831695
06- **जुलाई**-10	12149.51349	38.9317581	49.135871	10.204113
07- **जुलाई**-10	12189.1187	39.6052091	49.753573	10.148364
08- **जुलाई**-10	12228.2391	39.1204005	49.350207	10.229806
09- **जुलाई**-10	12266.4648	38.225703	49.199398	10.973695
10- **जुलाई**-10	12303.86582	37.4010163	49.031819	11.630803
11- **जुलाई**-10	12342.64402	38.7782016	49.166688	10.388486
12- **जुलाई** -10	12381.63573	38.9917096	49.12783	10.13612
13- **जुलाई**-10	12420.43403	38.7982992	49.145271	10.346972
14- **जुलाई**-10	12462.18452	41.7504916	49.276058	7.5255664
15- **जुलाई**-10	12503.98639	41.8018718	49.206267	7.4043952
16- **जुलाई**-10	12546.00584	42.0194532	49.159526	7.1400728
17- **जुलाई**-10	12587.72224	41.7163952	49.148563	7.4321678
18- **जुलाई**-10	12629.57025	41.8480076	49.192944	7.3449364
19- **जुलाई**-10	12671.6146	42.0443547	49.364727	7.3203723

20- **जुलाई**-10	12712.46612	40.8515177	49.757655	8.9061373
21- **जुलाई**-10	12752.5139	40.0477753	49.984529	9.9367537
22- **जुलाई**-10	12792.21687	39.7029779	49.600353	9.8973751
23- **जुलाई**-10	12830.96011	38.7432408	49.589664	10.846423
24- **जुलाई**-10	12870.83177	39.8716597	49.67987	9.8082103
25- **जुलाई**-10	12910.60235	39.7705729	49.464401	9.6938281
26- **जुलाई**-10	12950.32659	39.7242443	49.432873	9.7086287
27- **जुलाई**-10	12990.10509	39.7785016	49.450208	9.6717064
28- **जुलाई**-10	13029.80166	39.6965661	49.438852	9.7422859
29- **जुलाई**-10	13069.54011	39.7384466	49.427562	9.6891154
30- **जुलाई**-10	13109.14507	39.6049677	49.312307	9.7073393
31- **जुलाई**-10	13148.96441	39.8193343	49.263521	9.4441867
01- **अगस्त**-10	13188.52141	39.5570013	49.194585	9.6375837
02- **अगस्त**-10	13228.15297	39.6315636	49.360296	9.7287324
03- **अगस्त**-10	13267.90963	39.756657	49.378059	9.621402
04- **अगस्त**-10	13307.75589	39.8462592	49.525007	9.6787478
05- **अगस्त**-10	13346.90961	39.1537185	48.881608	9.7278895
06- **अगस्त**-10	13386.26694	39.3573314	49.228395	9.8710636
07- **अगस्त**-10	13426.09864	39.8317049	49.519506	9.6878011
08- **अगस्त**-10	13466.26887	40.1702291	50.137431	9.9672019
09- **अगस्त**-10	13506.81135	40.5424779	50.605218	10.06274
10- **अगस्त**-10	13547.49252	40.6811746	50.606868	9.9256934
11- **अगस्त**-10	13588.12307	40.6305452	50.6687	10.038155
12- **अगस्त**-10	13628.84891	40.7258421	50.65508	9.9292379
13- **अगस्त**-10	13669.61051	40.7616022	50.605913	9.8443108
14- **अगस्त**-10	13710.00379	40.3932742	50.425459	10.032185
15- **अगस्त**-10	13750.3116	40.3078119	50.344793	10.036981
16- **अगस्त**-10	13790.58981	40.2782127	50.249948	9.9717353
17- **अगस्त**-10	13830.45922	39.8694043	50.267812	10.398408
18- **अगस्त**-10	13869.17882	38.7196033	50.701917	11.982314
19- **अगस्त**-10	13907.73403	38.5552124	50.732213	12.177001
20- **अगस्त**-10	13946.11848	38.3844519	50.834761	12.450309
21- **अगस्त**-10	13984.45054	38.3320547	50.864498	12.532443
22- **अगस्त**-10	14022.88635	38.4358119	50.857687	12.421875
23- **अगस्त**-10	14061.41992	38.5335725	51.027809	12.494236
24- **अगस्त**-10	14099.83771	38.4177835	50.901947	12.484164
25- **अगस्त**-10	14137.85074	38.0130279	50.487335	12.474307
26- **अगस्त**-10	14176.09803	38.2472985	50.503181	12.255882
27- **अगस्त**-10	14213.14606	37.0480266	50.014985	12.966958
28- **अगस्त**-10	14249.36354	36.2174822	48.713041	12.495559

29- **अगस्त**-10	14285.99432	36.6307822	48.847267	12.216485
30- **अगस्त**-10	14322.22066	36.2263397	48.572291	12.345951
31- **अगस्त**-10	14358.32493	36.1042648	48.45511	12.350845
01- **सितम्बर**-10	14395.47315	37.1482177	49.901894	12.753676
02- **सितम्बर**-10	14434.48014	39.0069902	49.586191	10.579201
03- **सितम्बर**-10	14474.80298	40.3228389	49.482993	9.1601541
04- **सितम्बर**-10	21415.60565	6940.802675	49.769137	-6891.0335
05- **सितम्बर**-10	34314.93901	12899.33336	49.640088	-12849.693
06- **सितम्बर**-10	47277.08651	12962.1475	50.075165	-12912.072
07- **सितम्बर**-10	60262.89208	12985.80557	49.520742	-12936.285
08- **सितम्बर**-10	73162.30757	12899.41549	49.348355	-12850.067
09- **सितम्बर**-10	86123.65379	12961.34622	49.369738	-12911.976
10- **सितम्बर**-10	9464.433838	-76659.21995	49.410373	76708.63
11- **सितम्बर**-10	33414.90376	23950.46992	49.940871	-23900.529
12- **सितम्बर**-10	46376.62538	12961.72162	50.014345	-12911.707
13- **सितम्बर**-10	59335.50626	12958.88088	48.60074	-12910.28
14- **सितम्बर**-10	72320.9593	12985.45304	48.03201	-12937.421
15- **सितम्बर**-10	85218.69353	12897.73423	47.937244	-12849.797
16- **सितम्बर**-10	98175.12669	12956.43316	47.967579	-12908.466
17- **सितम्बर**-10	111163.1412	12988.01451	48.626464	-12939.388
18- **सितम्बर**-10	124059.4163	12896.27512	49.790836	-12846.484
19- **सितम्बर**-10	137018.8261	12959.40978	49.660232	-12909.75
20- **सितम्बर**-10	149979.1702	12960.34407	49.567351	-12910.777
21- **सितम्बर**-10	162961.0465	12981.87631	49.597671	-12932.279
22- **सितम्बर**-10	175854.9062	12893.85969	49.596268	-12844.263
23- **सितम्बर**-10	188813.7301	12958.82391	49.54932	-12909.275
24- **सितम्बर**-10	201800.1699	12986.43979	49.509279	-12936.931
25- **सितम्बर**-10	214711.5719	12911.40206	49.510596	-12861.891
26- **सितम्बर**-10	227656.942	12945.37004	49.462504	-12895.908
27- **सितम्बर**-10	240522.2006	12865.25863	49.484886	-12815.774
28- **सितम्बर**-10	253508.5522	12986.35158	49.48289	-12936.869
29- **सितम्बर**-10	22420.9689	-231087.5833	49.519992	231137.1
30- **सितम्बर**-10	35319.72327	12898.75437	49.490746	-12849.264
01-**अक्टूबर**-10	48305.33635	12985.61308	49.461447	-12936.152
02-**अक्टूबर**-10	61202.68356	12897.34721	49.38819	-12847.959
03-**अक्टूबर**-10	74162.87708	12960.19352	49.391816	-12910.802
04-**अक्टूबर**-10	87123.92933	12961.05225	48.976885	-12912.075
05-**अक्टूबर** -10	100110.8991	12986.96978	48.844328	-12938.125
06-**अक्टूबर**-10	113009.9676	12899.06853	48.804746	-12850.264
07-**अक्टूबर**-10	125970.5589	12960.59129	48.763221	-12911.828

08-**अक्टूबर**-10	138957.2046	12986.64569	48.730333	-12937.915
09-**अक्टूबर**-10	151876.9096	12919.70497	49.148742	-12870.556
10-**अक्टूबर**-10	164814.011	12937.10142	49.055267	-12888.046
11-**अक्टूबर**-10	177775.2644	12961.25345	49.070904	-12912.183
12-**अक्टूबर**-10	190761.2956	12986.03119	48.967154	-12937.064
13-**अक्टूबर**-10	203658.3888	12897.09318	48.952973	-12848.14
14-**अक्टूबर**-10	216618.6512	12960.26242	48.86397	-12911.398
15-**अक्टूबर**-10	229604.6745	12986.02325	48.615042	-12937.408
16-**अक्टूबर**-10	242500.7286	12896.05412	48.321992	-12847.732
17-**अक्टूबर**-10	255460.2925	12959.56389	48.113661	-12911.45
18-**अक्टूबर**-10	268419.0798	12958.78734	47.850373	-12910.937
19-**अक्टूबर**-10	281403.7877	12984.70787	47.204225	-12937.504
20-**अक्टूबर**-10	294194.831	12791.0433	47.797634	-12743.246
21-**अक्टूबर**-10	307092.6514	12897.8204	48.36028	-12849.46
22-**अक्टूबर**-10	20585.01738	-286507.634	48.440445	286556.07
23-**अक्टूबर**-10	33482.53661	12897.51923	48.479001	-12849.04
24-**अक्टूबर**-10	46441.65971	12959.1231	48.139242	-12910.984
25-**अक्टूबर**-10	59402.34734	12960.68763	47.237534	-12913.45
26-**अक्टूबर**-10	72388.42157	12986.07423	47.096961	-12938.977
27-**अक्टूबर**-10	85285.97142	12897.54985	47.904816	-12849.645
28-**अक्टूबर**-10	98244.75682	12958.78541	47.980342	-12910.805
29-**अक्टूबर**-10	111232.5295	12987.77266	48.306638	-12939.466
30-**अक्टूबर**-10	124129.6968	12897.16734	48.395748	-12848.772
31-**अक्टूबर**-10	137089.3204	12959.62362	48.530688	-12911.093
01- **नवम्बर**-10	150050.1356	12960.81515	48.132085	-12912.683
02- **नवम्बर**-10	163036.669	12986.53342	48.043444	-12938.49
03- **नवम्बर**-10	175934.1039	12897.43491	48.241646	-12849.193
04- **नवम्बर**-10	188893.1966	12959.09263	47.58726	-12911.505
05- **नवम्बर**-10	201878.4774	12985.28088	47.261953	-12938.019
06- **नवम्बर**-10	214769.5829	12891.10548	47.041704	-12844.064
07- **नवम्बर**-10	227729.6898	12960.10685	46.28942	-12913.817
08- **नवम्बर**-10	240689.1167	12959.42694	46.636912	-12912.79
09- **नवम्बर**-10	253673.1731	12984.05642	46.246281	-12937.81
10- **नवम्बर**-10	266568.3653	12895.19221	46.714531	-12848.478
11- **नवम्बर**-10	279528.0623	12959.69693	47.14282	-12912.554
12- **नवम्बर**-10	292514.1381	12986.07588	47.427341	-12938.649
13- **नवम्बर**-10	305409.3363	12895.19812	47.264732	-12847.933
14- **नवम्बर**-10	318363.1898	12953.85354	47.339738	-12906.514
15- **नवम्बर**-10	328357.711	9994.521217	46.070197	-9948.451
16- **नवम्बर**-10	344306.6092	15948.89817	46.407831	-15902.49

17- **नवम्बर**-10	357201.4542	12894.84502	46.582082	-12848.263
18- **नवम्बर**-10	370160.3655	12958.91127	46.496441	-12912.415
19- **नवम्बर**-10	383145.8965	12985.53107	46.541936	-12938.989
20- **नवम्बर**-10	396041.7619	12895.86533	46.368089	-12849.497
21- **नवम्बर**-10	409000.5956	12958.83375	46.322949	-12912.511
22- **नवम्बर**-10	421958.663	12958.06739	46.283306	-12911.784
23- **नवम्बर**-10	434944.6718	12986.0088	46.183883	-12939.825
24- **नवम्बर**-10	447840.7132	12896.04134	46.152854	-12849.888
25- **नवम्बर**-10	460798.0942	12957.38107	45.728045	-12911.653
26- **नवम्बर**-10	473783.9166	12985.82242	45.264796	-12940.558
27- **नवम्बर**-10	486678.9361	12895.01948	45.664356	-12849.355
28- **नवम्बर**-10	499636.8556	12957.91944	45.600652	-12912.319
29- **नवम्बर**-10	512594.8858	12958.03027	45.659125	-12912.371
30- **नवम्बर**-10	525580.7692	12985.88335	46.434418	-12939.449
01- **दिसम्बर**-10	538473.0203	12892.25113	45.793583	-12846.458
02- **दिसम्बर**-10	551430.7019	12957.68164	43.867869	-12913.814
03- **दिसम्बर**-10	564414.7183	12984.01632	43.546103	-12940.47
04- **दिसम्बर**-10	577309.6993	12894.98108	45.733672	-12849.247
05- **दिसम्बर**-10	590268.0183	12958.31899	46.093113	-12912.226
06- **दिसम्बर**-10		-590268.0183	45.888903	590313.91
07- **दिसम्बर**-10	616213.058	616213.058	45.985616	-616167.07
08- **दिसम्बर**-10	17845.19086	-598367.8671	45.794468	598413.66
09- **दिसम्बर**-10	17878.42012	33.2292536	46.0884	12.859146
10- **दिसम्बर**-10	17912.48184	34.0617258	45.974586	11.91286
11- **दिसम्बर**-10	17946.96898	34.4871419	45.580591	11.093449
12- **दिसम्बर**-10	17981.46566	34.4966723	45.377145	10.880473
13- **दिसम्बर**-10	18010.35229	28.886637	45.193059	16.306422
14- **दिसम्बर**-10	18042.11626	31.7639656	45.00344	13.239474
15- **दिसम्बर**-10	18076.11099	33.9947328	44.726159	10.731426
16- **दिसम्बर**-10	18110.11882	34.0078314	44.315069	10.307238
17- **दिसम्बर**-10	18144.36963	34.2508019	44.537603	10.286801
18- **दिसम्बर**-10	16406.0187	-1738.35093	44.442855	1782.7938
19- **दिसम्बर**-10	18212.46921	1806.45051	44.351018	-1762.0995
20- **दिसम्बर**-10	18245.95731	33.4881056	44.275538	10.787432
21- **दिसम्बर**-10	18279.4936	33.5362884	44.121943	10.585655
22- **दिसम्बर**-10	18311.98826	32.4946608	42.198461	9.7038002
23- **दिसम्बर**-10	18344.48841	32.5001492	42.109469	9.6093198
24- **दिसम्बर**-10	17507.13496	-837.353451	42.19722	879.55067
25- **दिसम्बर**-10	18408.13512	901.0001637	42.069678	-858.93049
26- **दिसम्बर**-10	18441.65328	33.5181568	44.291759	10.773602

27- **दिसम्बर**-10	18475.62882	33.9755368	44.808522	10.832985
28- **दिसम्बर**-10	18509.60706	33.9782488	44.645319	10.66707
29- **दिसम्बर**-10	17669.26582	-840.3412444	44.154207	884.49545
30- **दिसम्बर**-10	18576.35193	907.0861106	44.234639	-862.85147
31- **दिसम्बर**-10	18610.01086	33.6589309	44.401468	10.742537
01- **जनवरी**-11	18643.53352	33.5226579	44.36271	10.840052
02- **जनवरी**-11	18677.19981	33.6662942	44.381153	10.714859
03- **जनवरी**-11	18710.57723	33.3774203	44.306777	10.929357
04- **जनवरी**-11	18744.06547	33.4882368	44.313746	10.825509
05- **जनवरी**-11	18777.04517	32.9796956	43.907792	10.928096
06- **जनवरी**-11	18809.64647	32.6013041	43.828648	11.227344
07- **जनवरी**-11	18842.35443	32.7079625	43.752422	11.044459
08- **जनवरी**-11	18875.00914	32.6547062	43.879444	11.224738
09- **जनवरी**-11	18907.83703	32.8278921	44.096249	11.268357
10- **जनवरी**-11	18941.31983	33.4828002	44.350407	10.867607
11- **जनवरी**-11	18975.06074	33.7409062	44.837612	11.096706
12- **जनवरी**-11	18238.54902	-736.5117192	44.713268	781.22499
13- **जनवरी**-11	19042.50111	803.9520895	44.731939	-759.22015
14- **जनवरी**-11	19075.83172	33.3306131	44.448189	11.117576
15- **जनवरी**-11	19108.87871	33.0469882	44.189499	11.142511
16- **जनवरी**-11	19141.85991	32.9812024	44.032979	11.051777
17- **जनवरी**-11	19173.34209	31.4821766	43.128261	11.646084
18- **जनवरी**-11	19204.97065	31.6285615	43.241045	11.612484
19- **जनवरी**-11	19237.67095	32.7002997	43.825054	11.124754
20- **जनवरी**-11	19270.09183	32.4208832	43.869254	11.448371
21- **जनवरी**-11	19302.57539	32.4835554	43.831545	11.34799
22- **जनवरी**-11	19335.12023	32.5448373	43.832008	11.287171
23- **जनवरी**-11	19367.58691	32.4666847	43.822298	11.355613
24- **जनवरी**-11	19400.29166	32.7047462	43.188405	10.483659
25- **जनवरी**-11	19432.46937	32.1777106	42.789553	10.611842
26- **जनवरी**-11	19465.37545	32.9060838	43.591601	10.685517
27- **जनवरी**-11	19498.00354	32.6280924	43.060101	10.432009
28- **जनवरी**-11	19530.59819	32.5946508	42.782506	10.187855
29- **जनवरी**-11	19562.85302	32.2548221	43.09123	10.836408
30- **जनवरी**-11	19595.77971	32.9266912	43.440712	10.514021
31- **जनवरी**-11	19628.57169	32.7919832	43.372064	10.580081
01- **फरवरी**-11	19661.59682	33.0251318	43.432458	10.407326
02- **फरवरी**-11	19694.22585	32.6290287	43.264356	10.635327
03- **फरवरी**-11	19727.14285	32.9170016	43.365568	10.448566
04- **फरवरी**-11	19759.72903	32.5861734	43.230961	10.644788

05- **फरवरी**-11	19792.74666	33.0176307	43.250547	10.232916
06- **फरवरी**-11	19825.37994	32.6332875	43.173789	10.540501
07- **फरवरी**-11	19858.11262	32.7326757	43.133071	10.400395
08- **फरवरी**-11	19890.84986	32.7372383	43.112471	10.375233
09- **फरवरी**-11	19923.29722	32.4473662	43.079495	10.632129
10- **फरवरी**-11	19954.32725	31.0300214	40.595401	9.5653796
11- **फरवरी**-11	19985.96737	31.6401207	42.789124	11.149003
12- **फरवरी**-11	20017.60052	31.6331534	43.655593	12.02244
13- **फरवरी**-11	20050.76052	33.1599954	43.645605	10.48561
14- **फरवरी**-11	20082.92485	32.1643349	43.691357	11.527022
15- **फरवरी**-11	20115.3537	32.4288502	43.098245	10.669395
16- **फरवरी**-11	20147.56915	32.2154499	42.971167	10.755717
17- **फरवरी**-11	20179.88443	32.3152808	43.26173	10.946449
18- **फरवरी**-11	20212.18741	32.3029824	43.150138	10.847156
19- **फरवरी**-11	20243.95979	31.7723798	43.031246	11.258866
20- **फरवरी**-11	20275.37564	31.4158422	42.206151	10.790309
21- **फरवरी**-11	20306.84239	31.466757	42.321616	10.854859
22- **फरवरी**-11	20338.62759	31.7851941	42.709373	10.924179
23- **फरवरी**-11	20369.94729	31.3197008	42.430816	11.111115
24- **फरवरी**-11	20401.51837	31.571085	42.795278	11.224193
25- **फरवरी**-11	20432.56366	31.0452928	42.252253	11.20696
26- **फरवरी**-11	20464.70207	32.1384053	42.685119	10.546714
27- **फरवरी**-11	20497.53981	32.8377366	42.35606	9.5183234
28- **फरवरी**-11	20529.53545	31.9956478	43.045559	11.049911
01- **मार्च**-11	20561.20152	31.6660702	43.077334	11.411264
02- **मार्च**-11	20593.26649	32.0649646	42.978664	10.913699
03- **मार्च**-11	20623.54755	30.2810565	42.434257	12.153201
04- **मार्च**-11	20655.51045	31.9629048	41.844787	9.8818822
05- **मार्च**-11	20687.45273	31.9422786	42.633107	10.690828
06- **मार्च**-11	20719.4287	31.9759686	42.769684	10.793715
07- **मार्च**-11	20750.88809	31.4593909	42.574369	11.114978
08- **मार्च**-11	20782.77037	31.8822834	42.774243	10.89196
09- **मार्च**-11	20814.28612	31.51575	42.602418	11.086668
10- **मार्च**-11	20845.70135	31.4152319	42.75459	11.339358
11- **मार्च**-11	20877.52351	31.8221595	42.673432	10.851273
12- **मार्च**-11	20909.24579	31.7222805	42.466501	10.74422
13- **मार्च**-11	20940.93603	31.690232	42.307713	10.617481
14- **मार्च**-11	20972.09336	31.1573333	42.330157	11.172824
15- **मार्च**-11	21002.99583	30.9024697	42.115184	11.212714
16- **मार्च**-11	21034.62186	31.626026	42.33824	10.712214

17- **मार्च**-11	21065.85498	31.2331228	42.343719	11.110596
18- **मार्च**-11	21097.31288	31.4578982	42.224008	10.76611
19- **मार्च**-11	21128.56369	31.2508168	42.166478	10.915661
20- **मार्च**-11	21159.84017	31.2764811	42.201597	10.925116
21- **मार्च**-11	21189.99482	30.1546433	40.142627	9.9879837
22- **मार्च**-11	21219.26105	29.2662351	39.213422	9.9471869
23- **मार्च**-11	21248.70228	29.4412279	39.480304	10.039076
24- **मार्च**-11	21278.25843	29.5561543	39.593788	10.037634
25- **मार्च**-11	21307.46704	29.2086065	39.379384	10.170777
26- **मार्च**-11	21336.97464	29.5075989	39.309864	9.8022651
27- **मार्च**-11	21367.06389	30.0892473	40.670744	10.581497
28- **मार्च**-11	21398.5961	31.5322152	42.432692	10.900477
29- **मार्च**-11	21430.80863	32.2125287	41.79527	9.5827413
30- **मार्च**-11	21462.738	31.9293669	41.49729	9.5679231
31- **मार्च**-11	21494.08526	31.3472617	42.221644	10.874382
01- **अप्रैल** -11	21525.3619	31.276639	42.04404	10.767401
02- **अप्रैल** -11	21556.39483	31.0329293	41.993587	10.960658
03- **अप्रैल**-11	21587.52885	31.1340185	42.097053	10.963034
04- **अप्रैल** -11	21618.53337	31.0045282	42.054164	11.049636
05- **अप्रैल**-11	21649.72385	31.1904761	42.029264	10.838788
06- **अप्रैल**-11	21680.75817	31.0343198	41.882688	10.848368
07- **अप्रैल**-11	21711.78423	31.0260637	41.933948	10.907884
08- **अप्रैल**-11	21742.48089	30.6966573	41.693444	10.996787
09- **अप्रैल**-11	21773.18516	30.7042661	41.789416	11.08515
10- **अप्रैल**-11	21803.85531	30.6701556	41.611661	10.941505
11- **अप्रैल**-11	21834.42479	30.5694793	41.634468	11.064989
12- **अप्रैल** -11	21865.1591	30.7343092	41.590561	10.856252
13- **अप्रैल**-11	21896.0404	30.8812973	41.607982	10.726685
14- **अप्रैल** -11	21927.11532	31.0749199	41.53479	10.45987
15- **अप्रैल** -11	21957.75912	30.6438022	41.468838	10.825036
16- **अप्रैल** -11	21988.75359	30.9944705	41.541465	10.546995
17- **अप्रैल** -11	22019.62658	30.8729847	41.509506	10.636521
18- **अप्रैल** -11	21072.1546	-947.4719733	41.43566	988.90763
19- **अप्रैल** -11	22080.77146	1008.616858	41.34498	-967.27188
20- **अप्रैल** -11	22111.15737	30.3859071	41.321563	10.935656
21- **अप्रैल** -11	22141.31548	30.1581164	41.237841	11.079725
22- **अप्रैल** 11	22171.47142	30.1559309	41.162376	11.006445
23- **अप्रैल** -11	22201.77804	30.3066228	41.15133	10.844707
24- **अप्रैल** -11	22231.92023	30.1421951	41.127042	10.984847
25- **अप्रैल** -11	22262.25606	30.3358262	41.195036	10.85921

26- **अप्रैल** -11	22292.41926	30.1631972	41.134482	10.971285
27- **अप्रैल** -11	22322.42562	30.0063643	41.124486	11.118122
28- **अप्रैल** -11	22349.22106	26.7954414	40.961971	14.16653
29- **अप्रैल** -11	22378.17389	28.9528234	41.028736	12.075913
30- **अप्रैल** -11	22408.12546	29.9515784	40.964676	11.013098
01- **मई** -11	22438.18811	30.0626429	41.093928	11.031285
02- **मई**-11	22468.27016	30.0820506	41.06795	10.985899
03- **मई**-11	22498.58123	30.3110683	41.013791	10.702723
04- **मई**-11	22528.80369	30.222465	41.286702	11.064237
05- **मई**-11	22559.04247	30.2387812	41.184455	10.945674
06- **मई**-11	22587.88057	28.8380971	41.272776	12.434679
07- **मई**-11	22617.92213	30.0415572	40.968279	10.926722
08- **मई**-11	22647.93294	30.0108104	40.84045	10.82964
09- **मई**-11	22677.78873	29.8557977	40.8133	10.957502
10- **मई**-11	22707.36416	29.5754236	40.757394	11.18197
11- **मई**-11	22737.22627	29.8621129	40.641304	10.779191
12- **मई**-11	22766.20538	28.9791139	40.759798	11.780684
13- **मई**-11	22795.90205	29.6966651	40.728974	11.032309
14- **मई**-11	22825.74178	29.8397335	40.633703	10.793969
15- **मई**-11	22855.41505	29.6732659	40.638819	10.965553
16- **मई**-11	22885.26075	29.8457004	40.609401	10.763701
17- **मई**-11	22915.03341	29.77266	40.571338	10.798678
18- **मई**-11	22944.67912	29.6457145	40.513697	10.867983
19- **मई**-11	22974.19711	29.5179816	40.080285	10.562303
20- **मई**-11	23002.20099	28.0038823	39.467436	11.463554
21- **मई**-11	23031.15192	28.9509343	40.472395	11.521461
22- **मई**-11	23059.58799	28.4360648	39.733813	11.297748
23- **मई**-11	23088.612	29.0240105	39.812464	10.788453
24- **मई**-11	23117.82455	29.2125563	39.859077	10.646521
25- **मई**-11	23146.92517	29.1006181	39.900148	10.79953
26- **मई**-11	23176.16285	29.2376733	40.113507	10.875834
27- **मई**-11	23205.65161	29.4887625	40.324472	10.83571
28- **मई**-11	23235.12644	29.4748311	40.174033	10.699202
29- **मई**-11	23264.46041	29.3339715	40.14714	10.813169
30- **मई**-11	23293.92624	29.4658314	40.172293	10.706462
31- **मई**-11	23324.10081	30.1745717	40.077245	9.9026733
01- **जून**-11	23353.38725	29.2864377	40.084505	10.798067
02- **जून**-11	23382.88958	29.5023338	39.969153	10.466819
03- **जून**-11	23412.2578	29.3682176	39.843508	10.47529
04- **जून**-11	23441.69762	29.4398124	39.974194	10.534382

05- **जून**-11	23471.46596	29.7683458	40.001283	10.232937
06- **जून**-11	23500.83485	29.3688906	39.900265	10.531374
07- **जून**-11	23530.36285	29.5279976	39.821128	10.29313
08- **जून**-11	23556.66119	26.2983422	36.173932	9.8755898
09- **जून**-11	23585.75156	29.0903664	38.632371	9.5420046
10- **जून**-11	23615.28882	29.5372657	40.056731	10.519465
11- **जून**-11	23644.67089	29.38207	39.959921	10.577851
12- **जून**-11	23674.30746	29.636566	39.913933	10.277367
13- **जून**-11	23703.72452	29.4170601	39.800361	10.383301
14- **जून**-11	23732.95647	29.2319492	39.791169	10.55922
15- **जून**-11	23762.45609	29.4996258	39.724144	10.224518
16- **जून**-11	23791.78339	29.327293	39.713156	10.385863
17- **जून**-11	23814.78915	23.0057613	39.649252	16.643491
18- **जून**-11	23843.13666	28.3475094	39.639282	11.291773
19- **जून**-11	23872.46545	29.3287918	39.570386	10.241594
20- **जून**-11	23901.64934	29.1838926	39.590928	10.407035
21- **जून**-11	23930.94748	29.2981362	39.499063	10.200927
22- **जून**-11	23960.33657	29.3890908	39.570377	10.181286
23- **जून**-11	23988.24201	27.9054408	39.523105	11.617664
24- **जून**-11	24017.64458	29.4025739	39.484174	10.0816
25- **जून**-11	24046.9695	29.32492	39.476199	10.151279
26- **जून**-11	24076.30271	29.3332079	39.311824	9.9786161
27- **जून**-11	24105.49396	29.19125	39.34088	10.14963
28- **जून**-11	24134.61319	29.119224	39.288846	10.169622
29- **जून**-11	24159.87646	25.2632699	39.350443	14.087173
30- **जून**-11	24189.06977	29.1933143	39.421994	10.22868
01- **जुलाई**-11	24218.45809	29.3883182	39.422924	10.034606
02- **जुलाई**-11	24247.74723	29.2891453	39.596159	10.307014
03- **जुलाई**-11	24277.03367	29.2864318	39.644069	10.357637
04- **जुलाई**-11	24306.26002	29.2263508	39.508147	10.281796
05- **जुलाई**-11	24335.53416	29.2741465	39.537634	10.263487
06- **जुलाई**-11	24364.72875	29.1945835	39.479657	10.285074
07- **जुलाई**-11	24393.66247	28.9337186	39.482788	10.549069
08- **जुलाई**-11	24422.8611	29.1986342	39.384832	10.186198
09- **जुलाई**-11	24451.87148	29.0103834	39.17972	10.169337
10- **जुलाई**-11	24480.89697	29.0254887	39.149078	10.123589
11- **जुलाई**-11	24510.09814	29.2011638	39.136984	9.9358202
12- **जुलाई**-11	24539.05728	28.959141	39.160019	10.200878
13- **जुलाई**-11	24567.90667	28.8493907	39.091191	10.2418
14- **जुलाई**-11	24596.95852	29.0518573	39.120617	10.06876

15- **जुलाई**-11	24625.97156	29.013039	39.130325	10.117286
16- **जुलाई**-11	24654.92249	28.9509312	39.094894	10.143963
17- **जुलाई**-11	24683.86693	28.9444355	39.114753	10.170318
18- **जुलाई**-11	24712.67945	28.812516	39.070187	10.257671
19- **जुलाई**-11	24741.56526	28.8858092	38.978307	10.092498
20- **जुलाई**-11	24770.45196	28.8867047	38.837837	9.9511323
21- **जुलाई**-11	24799.294	28.8420414	38.843017	10.000976
22- **जुलाई**-11	24827.83787	28.5438726	38.53442	9.9905474
23- **जुलाई**-11	24856.55769	28.7198169	38.996164	10.276347
24- **जुलाई**-11	24885.34204	28.7843474	38.968116	10.183769
25- **जुलाई**-11	24914.09919	28.7571527	38.903147	10.145994
26- **जुलाई**-11	24942.88861	28.7894229	38.858901	10.069478
27- **जुलाई** -11	24971.45787	28.5692592	38.77351	10.204251
28- **जुलाई**-11	24999.9374	28.4795273	38.649612	10.170085
29- **जुलाई**-11	25028.58752	28.6501211	38.596447	9.9463259
30- **जुलाई**-11	25057.26278	28.6752541	38.531479	9.8562249
31- **जुलाई**-11	25086.11212	28.8493443	38.230424	9.3810797
01- **अगस्त**-11	25114.73767	28.6255483	38.127468	9.5019197
02- **अगस्त**-11	25143.15178	28.4141075	38.01466	9.6005525
03- **अगस्त**-11	25170.80554	27.6537605	38.164395	10.510634
04- **अगस्त**-11	25199.10624	28.3007026	38.532204	10.231501
05- **अगस्त**-11	25227.48146	28.37522	38.359825	9.984605
06- **अगस्त**-11	25255.71672	28.2352636	38.45853	10.223266
07- **अगस्त**-11	25284.05751	28.3407908	38.079284	9.7384932
08- **अगस्त**-11	25311.89691	27.8393996	38.015603	10.176203
09- **अगस्त**-11	25339.96565	28.0687351	38.089922	10.021187
10- **अगस्त**-11	25368.11462	28.1489748	37.764525	9.6155502
11- **अगस्त**-11	25396.29473	28.1801091	37.838345	9.6582359
12- **अगस्त**-11	25424.28037	27.9856433	37.974862	9.9892187
13- **अगस्त**-11	25452.12738	27.8470008	37.89343	10.046429
14- **अगस्त**-11	25480.08292	27.9555492	37.89082	9.9352708
15- **अगस्त**-11	25508.07366	27.9907309	37.893925	9.9031941
16- **अगस्त**-11	25535.87573	27.802072	37.803594	10.001522
17- **अगस्त**-11	25563.85682	27.9810956	37.761216	9.7801204
18- **अगस्त**-11	25591.72847	27.8716461	37.777945	9.9062989
19- **अगस्त**-11	25619.37088	27.6424063	37.523995	9.8815887
20- **अगस्त**-11	25647.15673	27.7858504	37.670154	9.8843036
21- **अगस्त**-11	25675.16583	28.0091052	37.640149	9.6310438
22- **अगस्त**-11	25702.56276	27.3969285	37.623427	10.226499
23- **अगस्त**-11	25730.19966	27.6369039	37.500504	9.8636001

24- **अगस्त**-11	25757.86839	27.6687271	37.484537	9.8158099
25- **अगस्त**-11	25785.52418	27.6557892	37.458399	9.8026098
26- **अगस्त**-11	25813.1147	27.5905248	37.498831	9.9083062
27- **अगस्त**-11	25840.62257	27.5078665	37.499254	9.9913875
28- **अगस्त**-11	25868.42617	27.8035976	37.523476	9.7198784
29- **अगस्त**-11	25896.16035	27.7341857	37.496271	9.7620853
30- **अगस्त**-11	25923.72906	27.5687025	37.442666	9.8739635
31- **अगस्त**-11	25951.25622	27.5271655	37.39533	9.8681645
01- **सितम्बर**-11	25978.93516	27.6789367	37.337413	9.6584763
02- **सितम्बर**-11	26006.37925	27.44409	37.324464	9.880374
03- **सितम्बर**-11	26033.89202	27.5127731	37.168182	9.6554089
04- **सितम्बर**-11	26061.32974	27.4377158	37.192559	9.7548432
05- **सितम्बर**-11	26088.3998	27.0700612	37.04934	9.9792788
06- **सितम्बर**-11	26115.70345	27.303651	36.945947	9.642296
07- **सितम्बर**-11	26142.88582	27.1823711	36.881543	9.6991719
08- **सितम्बर**-11	26169.90413	27.0183098	36.754661	9.7363512
09- **सितम्बर**-11	26197.05425	27.1501166	36.783714	9.6335974
10- **सितम्बर**-11	26224.30789	27.2536441	36.988913	9.7352689
11- **सितम्बर**-11	26251.61485	27.3069587	37.011805	9.7048463
12- **सितम्बर**-11	26278.98553	27.3706834	37.074939	9.7042556
13- **सितम्बर**-1	26306.16437	27.1788319	37.039902	9.8610701
14- **सितम्बर** -11	26333.35801	27.1936391	37.00257	9.8089309
15- **सितम्बर**-11	26360.4592	27.1011934	36.831849	9.7306556
16- **सितम्बर**-11	26386.88053	26.4213297	35.905016	9.4836863
17- **सितम्बर**-11	26413.81882	26.9382875	36.603236	9.6649485
18- **सितम्बर**-11	26440.90162	27.0828042	36.566201	9.4833968
19- **सितम्बर**-11	26467.4538	26.552177	36.405366	9.853189
20- **सितम्बर**-11	26494.35461	26.9008112	36.336499	9.4356878
21- **सितम्बर**-11	26521.1227	26.7680944	36.319744	9.5516496
22- **सितम्बर**-11	26547.84341	26.7207121	36.381874	9.6611619
23- **सितम्बर** -11	26575.01111	27.1676943	36.287235	9.1195407
24- **सितम्बर** -11	26602.16055	27.1494392	36.206742	9.0573028
25- **सितम्बर** -11	26629.06793	26.9073849	36.130485	9.2231001
26- **सितम्बर** -11	26656.13069	27.0627596	36.144504	9.0817444
27- **सितम्बर** -11	26683.07722	26.9465297	36.050368	9.1038383
28- **सितम्बर** -11	26709.84313	26.7659126	36.035717	9.2698044
29- **सितम्बर** -11	26736.76849	26.9253592	36.00673	9.0813708
30- **सितम्बर** -11	26762.77429	26.0057923	35.996743	9.9909507
01-**अक्टूबर** -11	26789.35192	26.5776349	35.998891	9.4212561
02-**अक्टूबर**-11	26816.07409	26.7221731	35.945503	9.2233299

03-**अक्टूबर** -11	26842.88674	26.8126494	35.912098	9.0994486
04-**अक्टूबर**-11	26869.8025	26.9157583	35.867141	8.9513827
05-**अक्टूबर**-11	26895.70158	25.899075	35.803373	9.904298
06-**अक्टूबर**-11	26920.55188	24.8503055	35.749104	10.898799
07-**अक्टूबर**-11	26945.69683	25.1449476	35.677108	10.53216
08-**अक्टूबर** -11	26965.71323	20.0164018	35.630344	15.613942
09-**अक्टूबर**-11	26990.70012	24.986889	35.543224	10.556335
10-**अक्टूबर** -11	27015.57579	24.8756668	35.481047	10.60538
11-**अक्टूबर**-11	27040.47371	24.8979232	35.41008	10.512157
12-**अक्टूबर** -11	27064.9527	24.4789877	35.316961	10.837973
13-**अक्टूबर**-11	27089.79837	24.8456701	35.253524	10.407854
14-**अक्टूबर** -11	27114.22696	24.4285953	35.215311	10.786716
15-**अक्टूबर** -11	27138.79151	24.5645479	35.211345	10.646797
16-**अक्टूबर** -11	27163.40591	24.6143943	35.162696	10.548302
17-**अक्टूबर** -11	27187.9227	24.5167908	35.161301	10.64451
18-**अक्टूबर**-11	27212.63766	24.7149615	35.145434	10.430473
19-**अक्टूबर**-11	27237.10143	24.4637696	35.188905	10.725135
20-**अक्टूबर** -11	27261.52231	24.4208864	35.126013	10.705127
21-**अक्टूबर**-11	27286.21034	24.6880238	35.151611	10.463587
22-**अक्टूबर** -11	27310.73501	24.5246721	35.197441	10.672769
23-**अक्टूबर**-11	27335.26721	24.532197	35.12683	10.594633
24-**अक्टूबर** -11	27359.67062	24.4034151	35.089456	10.686041
25-**अक्टूबर** -11	27384.05664	24.3860133	35.038912	10.652899
26-**अक्टूबर** -11	27408.4186	24.3619596	34.953114	10.591154
27-**अक्टूबर**-11	27432.69294	24.2743476	34.949627	10.675279
28-**अक्टूबर** -11	27456.78895	24.0960021	34.932039	10.836037
29-**अक्टूबर**-11	27481.28726	24.4983172	34.945071	10.446754
30-**अक्टूबर**-11	27504.31866	23.0313959	34.554574	11.523178
31-**अक्टूबर**-11	27528.08726	23.7686034	34.802951	11.034348
01- **नवम्बर** -11	27551.93003	23.8427669	34.69093	10.848163
02- **नवम्बर** -11	27576.18838	24.2583471	34.802916	10.544569
03- **नवम्बर** -11	27600.28851	24.1001304	34.738844	10.638714
04- **नवम्बर** -11	27624.45369	24.1651797	34.666677	10.501497
05- **नवम्बर** -11	27648.5861	24.1324125	34.584389	10.451977
06- **नवम्बर** -11	27672.53305	23.9469487	34.609516	10.662567
07- **नवम्बर** -11	27696.41522	23.8821709	34.512175	10.630004
08- **नवम्बर** -11	27720.23179	23.8165672	34.490178	10.673611
09- **नवम्बर** -11	27743.96451	23.7327206	34.348058	10.615337
10- **नवम्बर** -11	27767.54776	23.583258	34.32482	10.741562
11- **नवम्बर** -11	27791.21838	23.6706142	34.285132	10.614518

12- **नवम्बर** -11	27814.83298	23.6146016	34.180066	10.565464
13- **नवम्बर** -11	27838.33202	23.4990361	34.211445	10.712409
14- **नवम्बर** -11	27861.92542	23.5934034	34.160355	10.566952
15- **नवम्बर** -11	27885.45377	23.5283534	34.109832	10.581479
16- **नवम्बर** -11	27909.077	23.623231	34.177619	10.554388
17- **नवम्बर** -11	27932.62067	23.5436623	34.19409	10.650428
18- **नवम्बर** -11	27955.95439	23.3337222	34.101265	10.767543
19- **नवम्बर** -11	27979.31055	23.3561633	33.946066	10.589903
20- **नवम्बर** -11	28002.42885	23.1182947	33.818349	10.700054
21- **नवम्बर** -11	28025.59071	23.1618616	33.846657	10.684795
22- **नवम्बर** -11	28048.67999	23.0892787	33.802881	10.713602
23- **नवम्बर** -11	28072.13714	23.4571494	33.779944	10.322795
24- **नवम्बर** -11	28094.63231	22.4951766	33.702185	11.207008
25- **नवम्बर** -11	28117.43702	22.8047121	33.620265	10.815553
26- **नवम्बर** -11	28140.31403	22.8770082	33.473012	10.596004
27- **नवम्बर** -11	28162.95696	22.642931	33.424046	10.781115
28- **नवम्बर** -11	28185.70132	22.7443583	33.359381	10.615023
29- **नवम्बर** -11	28208.10931	22.40799	33.259297	10.851307
30- **नवम्बर** -11	28230.7413	22.6319902	33.170894	10.538904
01- **दिसम्बर** -11	28253.4507	22.7094011	33.124341	10.41494
02- **दिसम्बर** -11	28275.59622	22.1455121	33.128205	10.982693
03- **दिसम्बर** -11	28297.75703	22.1608186	33.013564	10.852745
04- **दिसम्बर** -11	28319.97705	22.2200146	32.893681	10.673666
05- **दिसम्बर** -11	28342.12545	22.1483976	32.857157	10.708759
06- **दिसम्बर** -11	631591.4102	603249.2847	32.803305	-603216.48
07- **दिसम्बर** -11	28386.22907	-603205.1811	32.715474	603237.9
08- **दिसम्बर** -11	28408.23692	22.0078486	32.651634	10.643785
09- **दिसम्बर** -11	28430.28735	22.0504278	32.61517	10.564742
10- **दिसम्बर** -11	28452.42131	22.1339674	32.438084	10.304117
11- **दिसम्बर** -11	28474.55867	22.1373594	32.238763	10.101404
12- **दिसम्बर** -11	28496.67108	22.1124061	32.196267	10.083861
13- **दिसम्बर** -11	28518.52962	21.8585412	32.1311	10.272559
14- **दिसम्बर** -11	28540.60561	22.0759857	32.087466	10.01148
15- **दिसम्बर** -11	28562.38301	21.7774052	31.753775	9.9763698
16- **दिसम्बर** -11	28584.30916	21.9261441	32.039417	10.113273
17- **दिसम्बर** -11	28606.30734	21.9981824	32.018407	10.020225
18- **दिसम्बर** -11	28628.13686	21.8295199	31.968427	10.138907
19- **दिसम्बर** -11	28650.04901	21.9121571	31.934639	10.022482
20- **दिसम्बर** -11	28671.90576	21.8567442	31.837547	9.9808028
21- **दिसम्बर** -11	28693.65922	21.7534574	31.852456	10.098999

22- **दिसम्बर** -11	28715.51252	21.8533063	31.733646	9.8803397
23- **दिसम्बर** -11	28737.26731	21.7547902	31.713667	9.9588768
24- **दिसम्बर** -11	28758.9891	21.7217851	31.739103	10.017318
25- **दिसम्बर** -11	28780.72095	21.7318476	31.674529	9.9426814
26- **दिसम्बर** -1	28802.35597	21.6350242	31.670657	10.035633
27- **दिसम्बर** -11	28824.02859	21.6726167	31.658214	9.9855973
28- **दिसम्बर** -11	28845.82927	21.8006862	31.713622	9.9129358
29- **दिसम्बर** -11	28867.30982	21.4805479	31.491137	10.010589
30- **दिसम्बर** -11	28888.88179	21.5719667	31.580275	10.008308
31- **दिसम्बर** -11	28910.10748	21.2256977	31.534785	10.309087
01- **जनवरी**-12	28932.15905	22.0515629	31.470401	9.4188381
02- **जनवरी**-12	28953.52553	21.3664868	31.501278	10.134791
03- **जनवरी**-12	38367.75446	9414.22893	31.404112	-9382.8248
04- **जनवरी**-12	38399.6779	31.9234406	31.393826	-0.5296146
05- **जनवरी**-12	38420.82523	21.1473226	31.151273	10.00395
06- **जनवरी**-12	38441.61677	20.7915395	30.894628	10.103088
07- **जनवरी**-12	38462.30011	20.6833424	30.651336	9.9679936
08- **जनवरी**-12	38482.63845	20.338336	30.473091	10.134755
09- **जनवरी**-12	38502.82528	20.1868379	30.350085	10.163247
10- **जनवरी**-12	38522.9001	20.0748213	30.366361	10.29154
11- **जनवरी**-12	38543.12935	20.229245	30.334759	10.105514
12- **जनवरी**-12	38562.77484	19.6454883	30.331671	10.686183
13- **जनवरी**-12	38583.1223	20.3474628	30.324198	9.9767352
14- **जनवरी**-12	38603.38408	20.2617806	30.281646	10.019865
15- **जनवरी**-12	38623.56639	20.1823062	30.232097	10.049791
16- **जनवरी**-12	38643.61466	20.0482702	30.18397	10.1357
17- **जनवरी**-12	38663.86517	20.2505166	30.165326	9.9148094
18- **जनवरी**-12	38683.94895	20.0837712	30.119909	10.036138
19- **जनवरी** -12	38704.18241	20.2334695	30.091995	9.8585255
20- **जनवरी**-12	38724.00968	19.8272667	29.82568	9.9984133
21- **जनवरी**-12	38743.22121	19.2115305	29.369335	10.157804
22- **जनवरी**-12	38762.94883	19.7276224	29.867118	10.139496
23- **जनवरी**-12	38783.0073	20.0584609	29.903565	9.8451041
24- **जनवरी**-12	38803.04984	20.0425448	29.929744	9.8871992
25- **जनवरी**-12	38822.96669	19.916847	29.874541	9.957694
26- **जनवरी**-12	38843.05504	20.0883541	29.839467	9.7511129
27- **जनवरी**-12	38863.02024	19.9652008	29.795383	9.8301822
28- **जनवरी**-12	38883.03201	20.0117728	29.744848	9.7330752
29- **जनवरी**-12	38903.06403	20.0320152	29.718942	9.6869268
30- **जनवरी**-12	38923.07614	20.0121143	29.703041	9.6909267

31- **जनवरी**-12	38931.08915	8.0130047	29.687348	21.674343
01- **फरवरी**-12	38963.17996	32.0908072	29.404272	-2.6865352
02- **फरवरी**-12	38979.44785	16.2678939	29.316567	13.048673
03- **फरवरी**-12	38991.39736	11.9495061	29.280524	17.331018
04- **फरवरी**-12	39005.03348	13.6361195	29.30661	15.670491
05- **फरवरी**-12	39043.35733	38.3238579	29.260499	-9.0633589
06- **फरवरी**-12	39062.37883	19.021494	29.137372	10.115878
07- **फरवरी**-12	39082.31763	19.938802	29.197743	9.258941
08- **फरवरी**-12	39102.20384	19.886206	29.128177	9.241971
09- **फरवरी**-12	39122.03328	19.8294401	29.146725	9.3172849
10- **फरवरी**-12	39141.9925	19.9592279	29.114625	9.1553971
11- **फरवरी**-12	39161.93673	19.9442289	29.064353	9.1201241
12- **फरवरी**-12	39181.90896	19.9722309	29.009956	9.0377251
13- **फरवरी**-12	39201.88155	19.9725853	29.023279	9.0506937
14- **फरवरी**-12	39221.63788	19.7563276	28.958141	9.2018134
15- **फरवरी**-12	39241.54273	19.9048576	28.979793	9.0749354
16- **फरवरी**-12	39261.37691	19.834175	28.896971	9.062796
17- **फरवरी**-12	39281.25835	19.8814434	28.854116	8.9726726
18- **फरवरी**-12	39301.12734	19.8689828	28.83501	8.9660272
19- **फरवरी** -12	39320.92472	19.7973801	28.813351	9.0159709
20- **फरवरी**-12	39339.8504	18.9256825	28.801127	9.8754445
21- **फरवरी**-12	39359.63076	19.7803614	28.741452	8.9610906
22- **फरवरी**-12	39379.42911	19.7983522	28.705638	8.9072858
23- **फरवरी**-12	39399.29619	19.8670811	28.622082	8.7550009
24- **फरवरी**-12	39418.99281	19.6966141	28.667633	8.9710189
25- **फरवरी**-12	39438.55548	19.5626716	28.602439	9.0397674
26- **फरवरी**-12	39458.23121	19.6757327	28.54775	8.8720173
27- **फरवरी**-12	39477.9199	19.688692	28.462228	8.773536
28- **फरवरी**-12	39497.56846	19.6485531	28.484622	8.8360689
29- **फरवरी**-12	39517.2884	19.7199404	28.520612	8.8006716
01- **मार्च**-12	39536.99877	19.7103724	28.440198	8.7298256
02- **मार्च**-12	39556.50086	19.5020955	28.486308	8.9842125
03- **मार्च**-12	39576.21983	19.7189671	28.519207	8.8002399
04- **मार्च**-12	39595.87219	19.6523556	28.508576	8.8562204
05- **मार्च**-12	39615.49122	19.6190372	28.459579	8.8405418
06- **मार्च**-12	39635.08083	19.5896091	28.474031	8.8844219
07- **मार्च**-12	39654.7291	19.6482717	28.433469	8.7851973
08- **मार्च**-12	39674.162	19.4328963	28.471998	9.0391017
09- **मार्च**-12	39693.84604	19.6840349	28.518111	8.8340761
10- **मार्च**-12	39713.18785	19.3418176	28.250278	8.9084604

11- **मार्च**-12	39732.1302	18.942343	27.966536	9.024193
12- **मार्च**-12	39751.48647	19.356278	28.123412	8.767134
13- **मार्च**-12	39770.7166	19.2301229	28.047327	8.8172041
14- **मार्च**-12	39789.64747	18.9308745	27.993945	9.0630705
15- **मार्च**-12	39808.70171	19.0542335	27.982003	8.9277695
16- **मार्च**-12	39827.93326	19.2315532	27.958571	8.7270178
17- **मार्च**-12	39846.93266	18.9994026	27.947235	8.9478324
18- **मार्च** -12	39866.09738	19.1647179	27.918032	8.7533141
19- **मार्च**-12	39885.2843	19.1869237	27.898497	8.7115733
20- **मार्च**-12	39904.30375	19.0194514	27.879945	8.8604936
21- **मार्च**-12	39923.37268	19.068927	27.821199	8.752272
22- **मार्च**-12	39942.45949	19.0868048	27.840892	8.7540872
23- **मार्च**-12	39961.71022	19.2507348	27.8812	8.6304652
24- **मार्च**-12	39980.86309	19.1528737	27.833888	8.6810143
25- **मार्च**-12	39999.87237	19.0092755	27.799303	8.7900275
26- **मार्च**-12	40019.04875	19.1763785	27.805002	8.6286235
27- **मार्च** -12	40038.03497	18.9862206	27.769259	8.7830384
28- **मार्च**-12	40057.14388	19.1089138	27.783068	8.6741542
29- **मार्च**-12	40076.28978	19.1459011	27.766228	8.6203269
30- **मार्च**-12	40095.39687	19.1070893	27.66738	8.5602907
31- **मार्च**-12	40114.50164	19.1047615	27.695779	8.5910175

परिशिष्ट 11

पन्ना–मुक्ता और ताप्ति क्षेत्रों के बीच वास्तविक की अपेक्षा 50:50 के अनुपात पर व्यय के आवंटन के कारण विभेदी लाभ पेट्रोलियम की गणना (पैरा 3.6.1.2.2.)

(यू एस डॉलर लाखों में)

वर्ष	वास्तविक आवंटन			समय अंकन (टाइम राइटिंग) के साथ कुल समीक्षित	समय अंकन पर आधारित निकाला गया आवंटन		क्रम सं. का 50 प्रतिशत ताप्ति को बुक किया गया	ताप्ति पर बुक किया गया अधिशेष	विभेदी पी पी 5 प्रतिशत
	पन्ना एवं मुक्ता	ताप्ति	कुल		पन्ना एवं मुक्ता	ताप्ति			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2008-09	5.42	5.41	10.83	8.93	8.38	0.55	4.465	3.915	0.19575
2009-10	1.72	1.73	3.45	3.19	2.73	0.46	1.595	1.135	0.05675
2010-11	0.57	0.56	1.13	0.99	0.43	0.56	0.495	-0.065	-0.00325
2011-12	0.53	0.54	1.07	0.55	0.5	0.05	0.275	0.225	0.01125
कुल	8.24	8.24	16.48	13.66	12.04	1.62	6.83	5.21	0.2605

परिशिष्ट 12

पी एस सी कीमत का अनुपालन न करने के कारण सरकारी आय (रॉयल्टी और जी ओ आई पी पी) पर प्रभाव को दर्शाता विवरण (पैरा 3.6.3.2.12 और 3.6.3.3.5)

पन्ना–मुक्ता

वर्ष	जे वी के 100 प्रतिशत हिस्से की बिक्री मात्रा एम एम बी टी यू में	यू एस डॉलर 5.73/ एम एम बी टी यू पर प्राप्ति योग्य मूल्य	वास्तविक जे वी प्राप्ति यू एस डॉलर में	कम प्राप्ति–जे वी यू एस डॉलर में	जी ओ आई को पी पी हानि यू एस डॉलर में	जी ओ आई को रॉयल्टी हानि यू एस डॉलर में
2005-06	46931874.11	268919638.7	207000740.0	61918898.7	2817309.889	5572700.879
2006-07	59910935.17	343289658.5	253369919.2	89919739.4	4091348.141	8092776.543
2007-08	74406538.33	426349464.6	344493337.5	81856127.1	11173361.35	7367051.439
कुल	181,249,347.610	1,038,558,761.805	804,863,996.688	233,694,765.118	18,082,019.379	21,032,528.861

मध्य एवं दक्षिण तापि

वर्ष	जे वी के 100 प्रतिशत हिस्से की बिक्री मात्रा एम एम बी टी यू में	यू एस डॉलर 5.57/ एम एम बी टी यू की दर से पी एस सी कीमत पर प्राप्ति	वास्तविक जे वी प्राप्ति यू एस डॉलर में	कम प्राप्ति–जे वी यू एस डॉलर में	जी ओ आई को पी पी हानि यू एस डॉलर में	जी ओ आई को रॉयल्टी हानि यू एस डॉलर में
2005-06	73096098.28	407145267.4	299539052.0	107606215.4	19584331.2	9684559.387
2006-07	756051.95	421120417.8	367474653.5	53645764.3	9763529.107	4828118.789
2007-08	117006923.8	651728565.3	560985971.1	90742594.2	16515152.14	8166833.477
कुल	265,708,123.973	1,479,994,250.527	1,227,999,676.607	251,994,573.920	45,863,012.453	22,679,511.653

	कुल हानि यानी जी ओ आई को पी पी और रॉयल्टी	**पन्ना मुक्ता**	39,114,548.24
		मध्य एवं दक्षिण तापि	68,542,524.11
	कुल		107,657,072.35 यानी यू एस डॉलर 107.66 मिलियन

शब्दावली

शब्दावली

अपरेजल वेल	एक नये फील्ड के क्षेत्र को निर्धारित करने के लिए एक खोजे गये कुँऐ के पास एक कुएँ को भेदना।
अनुमोदित कार्य योजना एवं अनुमोदित बजट	एक कार्य योजना जिसे अनुबंध की शर्तों के अनुसार प्रबंधन समिति के द्वारा अनुमोदित किया गया है।
बैरल	एक मात्रा या यूनिट, जो एक वातावरण दाब में साठ फॉरेनाहाईट के तापमान पर 158.9074 लिटर (42 यूनाईटेड स्टेट गैलन) तरल माप बराबर
कंडेनसेट	एक हाईड्रोकार्बन मिश्रण में प्राथमिक तौर पर 5,6 और 7 कार्बन एटमों के मौलिक्यूलस के साथ जोड़ा जाता है। यह धरातल अवस्था में तरल होता है, परन्तु अवधरातल जलाशय अवस्था में प्राकृतिक गैस के साथ मिश्रित गैस है। संघनन घनत्व में बहुत हल्का है और रंग में हल्के पीलेपन के साथ पारदर्शी होता है। यह कम्पोजीशन में लगभग शुद्ध गैसोलीन है।
कच्चा तेल (क्रुड ऑयल)	''कच्चा तेल'', 'तेल', या 'कच्चा' का तात्पर्य अपने प्राकृतिक अवस्था में या संघनन या निष्कर्षण के द्वारा प्राकृतिक गैस से प्राप्त आसुत एवं संघनित सहित ठोस और द्रव दोनों रूप में मौजूद सभी प्रकार के हाइड्रोकार्बन से है जिसको ज्यादा भारी हाइड्रोकार्बन के साथ मिश्रित किया गया हो और सुपुर्दगी बिन्दु पर एक मिश्रण के रूप में सुपुर्द किया गया हो इसमें सत्यापित प्राकृतिक गैस शामिल नहीं है।
डेवलपमेंट प्लान	एक वाणिज्यिक खेज के विकास के लिए ठेकेदार के द्वारा प्रस्तुत की गई योजना जिसे प्रबंधन समिति या सरकार ने अनुमोदित किया हो।
डेवलपमेंट वेल	उत्पादन कुओं, इजेक्शन कुओं एवं शुष्क कुओं सहित पेट्रोलियम उत्पादन, उत्पादन में वृद्धि, उत्पादन को बनाए रखने एवं पेट्रोलियम के त्वरित निष्कर्षण के उद्देश्यों के लिए विकास प्रचालन या उत्पादन प्रचालन के अनुसार विकास योजना के अनुमोदन के बाद एक कुआं खोदा गया, गहरा किया गया और उसे पूरा किया गया।
डिस्कवरी	पेट्रोलियम प्रचालनों के दौरान इस बात की खोज कि पेट्रोलियम का एक जमाव जिसके पहले मौजूद होने की जानकारी नहीं थी , जो कि पारंपरिक पेट्रोलियम उधोग परीक्षण तरीको से औसत दर्जे के एक प्रवाह में सतह पर प्राप्त किया जा सकता है।
डिस्कवरी फील्ड	अनुबंध क्षेत्र का वह भाग जिसके बारे में ठेकेदार खोज एवं ऐसे भाग में कुओं या खोदे गऐ कुओं से प्राप्त परिणामों के आधार पर यह मत रखता हो कि यह पेट्रोलियम है एवं इसके वाणिज्यिक मात्रा में उत्पादित किये जाने की संभावना है।
डिस्कवरी वेल	एक खोजा हुआ कुँआ, जो एक नये और पहले वाले अनटैपड हाइड्रोकार्बन डिपोजिट के साथ काऊंटर करे,
ड्राइ डॉकिंग	ड्राइ डॉकिंग शब्द का प्रयोग मरम्मत के लिये किया जाता है या जब कोई जहाज सेवा यार्ड में ले जाया जाता है ताकि पतवार के जलमग्न हिस्से की सफाई या निरीक्षण की जा सके।

एक्सप्लोरेशन	एक खण्ड जिसमें एक संभावित हाइड्रोकार्बन क्षेत्र की खोज की जा रही हो चाहे भौगोलिक या भू–भौतिकी सर्वेक्षणों या भेदन की खोज के द्वारा सफल खोज मूल्यांकन और विकास से होती है।
एक्सप्लोरेशन आपेरशन	अनुबंध के अन्तर्गत पैट्रोलियम की खोज करते हुये और एक मूल्यांकन कार्यक्रम के दौरान अनुबधं क्षेत्र में किये गये प्रचालन शामिल होंगे, परन्तु एरियल, भौगोलिक, भू–भौतिकी, भू–रासायनिक, पैलिओनटोलीजिकल, पैलीनोलीजिकल, टोपोग्राफिकल और भूकम्प संबंधी सर्वेक्षणों, विश्लेषण, अध्ययनों और उनकी इनटरप्रटैश्न तक सीमित नहीं उपधरातल भूविज्ञान से संबंधित खोजें, जिसमें ढॉचागत नमूना भेदन, स्ट्रेटीग्राफिक टैस्ट भेदन, खोज कुँओं का भेदन और की जगह मूल्यांकन कुँए और अन्य संबंधित क्रियायें जैसे कि सर्वेक्षण, भेदन करने की जगह पर तैयारी और उससे जुड़े हुए सभी आवश्यक कार्य, जोकि पैट्रोलियम की खोज करने से जुड़े हों।
एक्सप्लोरेशन वेल	एक कुँआ जिसका भेदन न खोजे गये पैट्रोलियम जमाव की खोज के उद्देश्य से किसी भी भौगोलिक अस्तित्व पर, जिसका कार्य प्रोग्राम में कम से कम गहराई या स्ट्रेटीग्राफिक स्तर का उल्लेख हो (चाहे यह ढॉचागत स्ट्रेटीग्राफिक, फेसिस या दबाब प्राकृतिक का हो)।
क्षेत्र (फील्ड)	एक तेल क्षेत्र या एक गैस क्षेत्र या दोनों का सम्मिश्रण , जैसा भी मामला हों।
एफ पी एस ओ वैसल	एक जहाज जोकि एक समुद्व तट से दूर तेल क्षेत्र के पास या ऊपर स्थित हो। उपसमुद्री कम्पलीशन कुओं से पैदा किये गये द्रव्य वैसल तक फ्लोलाइनों द्वारा लाये जाते हैं, जहॉ उन्हें अलग किया जाता है और उनका निरूपण किया जाता है।
गैस क्षेत्र (गैस फील्ड)	अनुबंध क्षेत्र के भीतर एक प्राकृतिक गैस भंडार या लक्षणों की एक आम भुवैज्ञानिक सरचना के भीतर प्राकृतिक गैस भंडारों का एक समूह।
हाईड्रोकार्बन	हाईड्रोजन और कार्बन एटमों का जैविक रसायनिक मिश्रण ये मिश्रण बड़ी संख्या में होते है और ये सभी पैट्रोलियम उत्पादों का आधार बनाते हैं। ये गैसों, तरलों या ठोस रूप में हो सकते है। इनमें से प्रत्येक का उदाहरण मीथेल, हैक्ज़ेन और एसफॉल्ट है।
इनफिल भेदन	एक विकसित क्षेत्र में तेज दर से पैट्रोलियम पैदा करने के लिये , पैदा करने वाले कुँओं के बीच भेदन।
ज्वाइंट वेन्चर	एक व्यापार या उपक्रम जिसमें दो या ज्यादा भागीदार शामिल हों। संयुक्त उपक्रम पट्टे पर देना एक सामान्य चलन है। प्रायः उपक्रम में ज्यादा हिस्से वाला भागीदार संचालक होता है।
प्राकृतिक गैस	प्राकृतिक गैस से तात्पर्य भीगी गैस, शुष्क गैस, अन्य सभी गैसीय हाईड्रोकार्बन एवं उसमे निहित अन्य पदार्थ है, जिसमें सल्फर कार्बन डाइ–ऑक्साइड और नाइट्रोजन शामिल है पर हीलियम में निष्कर्शन को हटाकर जो कि तेल या गैस कुओं से उत्पादित किये जाते है, उन संधनित या निष्कर्शित द्रव हाईड्रोकार्बन को छोड़कर जो सामान्य ताप एवं दाब स्थितियों में द्रव और गैस के द्रव हाईड्रोकार्बन के संघनन या निष्कर्षण के बाद बचे अवशिष्ट गैसों को शामिल करके।

ऑपरेटर	कंपनी जोकि (ए) एक पैदा करने वाली लीज़ के रख रखाव और (बी) कार्य क्षेत्र में प्रचालनों के प्रभार के लिये उत्तरदायी हो।
पार्टिसिपेटिंग इंटरेस्ट	सहभागिता हित का तात्पर्य है प्रत्येक पक्ष के संबंध में ठेकेदार से संबद्ध करते हुए इस अनुबंध के तहत अधिकारों एवं दायित्वों में ऐसे पक्षों की भागीदारी के प्रतिशत के रूप में निहित अविभाजित हिस्सा।
प्रोडक्शन शेयरिंग कॉक्ट्रेक्ट	सरकार और अंतर्राष्ट्रीय/राष्टीय अन्वेषण एवं उत्पादन (ई एण्ड पी) कंपनी के बीच अनुबंध। ई एण्ड पी कंपनी खोज भेदन और उत्पादन की लागत वहन करती है। ई एण्ड पी कंपनी को खर्चो की प्रतिपूर्ति तेल/गैस की बिक्री के द्वारा की जाती है। गैस प्राप्ति को एक समझौता किए गए फार्मूले से बांट लिया जाता है।
प्रोफिट ऑयल	बहुराष्ट्रीय कम्पनी को व्यय के भुगतान के बाद एक सहमत फार्मूले द्वारा मेजबान कंपनी और बहुर्राष्ट्रीय कंपनी के बीच पैदा किए तेल को बांटना।
प्रॉस्पेक्ट	एक जगह जहॉ भौगोलिक और आर्थिक दोनों अवस्थायें एक कुएं के भेदन के अनुकूल हो।
रिकवरी फैक्टर	स्थान से तेल और/या गैस का प्रतिशत जो कि एक जलाशय से उत्पन्न होगा।
रिज़र्व	गैस और/या तेल की गणित मात्रा जिसकी एक कुँएं/कुँओं या एक क्षेत्र से पैदा होने की आशा है। परीक्षित रिज़र्वो की गणना उचित संभावना के साथ की जाती है। वर्तमान कुँओं से विकसित रिज़र्व उत्पन्न किये जा सकते है ; जबकि अविकसित रिज़र्व नहीं उत्पन्न किये जा सकते। उपरीक्षित रिज़र्व परीक्षित रिज़र्वो की अपेक्षा तकनीकी और आर्थिक कारणों के कारक निश्चित नहीं होते। यहां तक कि संभाव्य और संभावित रिज़र्व कम निश्चित होते हैं।
रिजर्वायर	पेट्रोलियम की एक स्वभाविक रूप से असतत संचय
रॉयल्टी	प्रायः एक विशिष्ट उत्पन्न लिये कच्चे तेल या गैस की प्रति यूनिट स्थिर प्रतिशत, जिसे कि मेजबान सरकार को देता है। यह लाभ या हानि से मुक्त एक स्थिरप्रभार है।
साईट रेस्टोरेशन	एक साईट को ठेकेंदारों ने पर्यावरणीय प्रभाव अध्ययन और सरकार के अनुमोदन के अनुसार प्रभावित तिथि की स्थिति में वापस लाने या साईट को पेट्रोलियम संबंधित प्रचालनों के बंद होने के बाद इसके इच्छित बाद के उपयोग के लिए देने के लायक बनाने के लिए आवश्यक सभी कार्यकलाप जिसमें शामिल होगें, जहां उचित हो कुओं या अन्य सुविधाओं का उचित परित्याग, उपकरणों, ढॉचो एवं डेबरीज का हटाया जाना,, संगत आकृति एवं निकासी की स्थापना, उपरी मिट्टी का प्रतिस्थापन, पुनः वनस्पतिकरण, ढलान स्थिरीकरण, गडढों का भरा जाना, या परिस्थिति के अनुसार अन्य कोई उचित कार्य।
टरशियरी	65 से 1.8 मिलियन वर्षो पहले भौगोलिक समय की अवधि । यह सेनजोइक युग का भाग है।

वेल	धरती में भेद किया गया एक छेद गैस या तेल उत्पादन के लिये धातु की पाईप से प्रायः कवर किया गया। एक उपधरातल चट्टान बनाने में पानी या गैस के दबाव के अन्तर्गत इंजेक्शन के लिये एक छेद।
वेलहेड	एक कुँऐ के सबसे ऊपर फोर्जड या कास्ट स्टील फिटिंग। सबसे नीचे केसिंग हैड और ऊपर ट्यूबिंग हैड इसे सर्फेस वैल्ड किया जाता है।
वर्क प्रोग्राम	पेट्रोलियम प्रचालनों को चलायमान करने के उद्देश्य के लिए सूत्रित की गई कार्य योजना।

संक्षिप्ताक्षर

संक्षिप्ताक्षरों की सूची

क्रम संख्या	संक्षिप्त रूप	विस्तृत रूप
1.	ए.बी.ओ	एकर बोरगेस्टेड संचालन
2.	ए.सी.एफ.पी	एकर कॉन्ट्रेक्टिंग एफ.पी एएस
3.	ए.एफ.पी	एकर फ्लोटिंग उत्पादन
4.	ए.आई.डी.पी	प्रारंभिक विकास योजना के अडेंडम
5.	ए.एम.सी	ऑल सीज मरीन ठेकेदार एस.ए
6.	ए.डब्लू.टी	उन्नत कुँआं प्रौधोगिकी
7.	बी.ओ.पी.	ब्लो आउट प्रिवेन्टर
8.	बी.पी	बी पी अनुसंधान (अल्फा) लिमिटेड
9.	बी.पी.सी.एल	भारत पेट्रोलियम कॉरपोरेशन लिमिटेड
10.	सी.एण्ड ए.जी	भारत के नियंत्रक एवं महालेखा परीक्षक
11.	सी.ए.पी.ई.एक्स	पूंजीगत व्यय
12.	सी.सी.ई.ए	आर्थिक मामलों पर केबिनेट कमेटी
13.	सी.ओ.ए	चार्ट ऑफ एकांऊट्स
14.	सी.ओ.एस.ए	कच्चे तेल की बिक्री का अनुबंध
15.	सी.पी	पेट्रोलियम लागत
16.	सी.पी.सी.ए	चेन्नई पेट्रोलियम कारपोरेशन लिमिटेड
17.	सी.आर.पी	कंट्रोल–कम–राईज़र प्लेटफार्म
18.	डी.एफ.पी.ओ	तेल के प्रथम उत्पादन की तिथि
19.	डी.जी.एच	हाइड्रोकार्बन महानिदेशालय
20.	डी.जी.एस	नौवहन महानिदेशालय
21.	डी.ओ.सी	वाणिज्यकता की घोषणा
22.	डी.एस.टी	ड्रिल स्टेम परीक्षण
23.	ई.एण्ड पी	अन्वेषण एवं उत्पादन
24.	ई.जी.ओ.एम	मंत्रियो के अधिकार प्राप्त समूह
25.	ई.ओ.एल	ऐस्सार ऑयल लिमिटेड
26.	ई.पी.आई.सी	इंजीनियरिंग, क्रय, स्थापना और लगाना
27.	ई.पी.ओ.डी	विकास की विस्तारित योजना

28.	एफ.डी.पी.	क्षेत्र विकास योजना (फील्ड डेवलपमेंट प्लान)
29.	एफ.ई.ई.डी	फ्रंट एंड इंजीरियरिंग डिज़ाईन
30.	एफ.आई.एम	निःशुल्क जारी सामग्री
31.	एफ.पी.एस.ओ	फ्लोटिंग, प्रोडक्शन, स्टोरेज एवं वैसल का ऑफ लोड करना
32.	जी.एंड.जी	भू–गर्भिक एवं भू–भौतिकी
33.	जी.सी.एस.ए	संघनित गैस बिक्री समझौता
34.	जी.ओ.आई	भारत सरकार
35.	जी.पी.डब्लू	सकल उत्पाद लायक
36.	जी.एस.पी.ए	गैस बिक्री खरीद समझौता
37.	एच.पी.सी.एल	हिन्दुस्तान पेट्रोलियम कारपोरेशन लिमिटेड
38.	एच.एस.डी	हाई स्पीड डीजल
39.	आई.डी.पी	आरम्भिक विकास योजना (इनीशियल डेवलपमेंट प्लान)
40.	आई.एम	निवेश गुणक (इन्वेष्टमेंट मल्टीपल)
41.	आई.ओ.सी.एल	इंडियन ऑयल कारपोरेशन लिमिटेड
42.	आई.ओ.पी.डी	विकास की प्रारंभिक योजना
43.	जे.वी	संयुक्त उपक्रम
44.	एल.डी	परिनिधारित हानियॉं
45.	एम.सी	प्रबंधक समिति
46.	एम.सी.आर	प्रबंधक समिति प्रस्ताव
47.	एम.डी.टी	मॉडुलर गतिशील परीक्षण
48.	एम.एम.बी.टी.यू	मिलियन मिट्रीक ब्रिटीश थर्मल युनिट
49.	एम.एम.एस.सी.एम.डी	मिलियन मिट्रीक स्टैण्डर्ड क्युबिक मीटर प्रति दिन
50.	एम.ओ.पी.एन.जी.	पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस मंत्रालय
51.	एम.आर.पी.एल	मंगलोर रिफाइनरीज एवं पेट्रोकेमिकल्स लिमिटेड
52.	एन.ई.एल.पी	नवीन खोज एवं लाइसेंसिंग पॉलिसी
53.	एन.आई.के.ओ	निको संसाधन लिमिटेड
54.	एन.ओ.सी	राष्ट्रीय तेल कंपनियां
55.	एन.पी.वी	निवल वर्तमान मूल्य
56.	एन.आर.पी.ओ.डी	नवीन सुधारित विकास योजना

57.	ओ.सी	संचालन समिति
58.	ओ.एफ.डी.पी	अनुकूलित क्षेत्र विकास योजना
59.	ओ.जी.आई.पी	मूल योजना में गैस
60.	ओ.एल.ए	आडट लाईन एग्रीमेट
61.	ओ.एन.जी.सी	तेल एवं प्राकृतिक गैस कारपोरेशन लिमिटेड
62.	ओ.टी	तटवर्ती टर्मिनल
63.	पी एण्ड ई	संयंत्र एवं उपकरण
64.	पी एण्ड एन जी	पेट्रोलियम एवं प्राक्रतिक गैस
65.	पी.डी.एम.एस	उत्पादन डाटा प्रंबधन पद्धति
66.	पी.ई.एल	पेट्रोलियम अन्वेषण लाइसेसं
67.	पी.आई	सहभगिता हित (पार्टीसिपेटिंग इन्टरेष्ट)
68.	पी.एम.एल	पेट्रोलियम खनन पट्टा
69.	पी.एम.टी	पन्ना मुक्ता एवं ताप्ती
70.	पी.एन.जी.आर.बी	पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस नियामक बोर्ड
71.	पी.ओ	खरीद आदेश
72.	पी.पी	पेट्रोलियम लाभ
73.	पी.एस.सी	उत्पादन साझा अनुबंध
74.	आर.एफ.डी.पी	सुधारित क्षेत्र विकास योजना
75.	आर.एफ.पी	प्रस्ताव के लिए आग्रह
76.	आर.जी.टी.आई.एल	रिलायंस गैस ट्रॉंसपोर्टेशन इन्फ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड
77.	आर.आई.एल	रिलायंस इण्ड्रटीज लिमिटेड
78.	एस.जी.डी	सैटेलाईट गैस खोजें
79.	एस.आई.पी.डी	शेल इंडिया उत्पादन विकास
80.	एस.पी.एल	निर्धारित अवधि के लाइसेंस
81.	एस.आर.एफ	साइट पुनबहाली मद
82.	टी.सी.एफ	ट्रिलियन (खराब) घन फीट
83.	डब्लयू .ए.पी	भारित औसत मूल्य
84.	डब्लयू.जी.एफ.एम	भीगी गैस बहाव मीटर
85.	डब्लयू.पी.एण्ड बी	कार्य योजना एवं बजट