**باسمه تعالي**

**بيانيه انجمن اسلامي كاركنان صنعت نفت - اهواز  
پيرامون قراردادهاي نفتي ( موسوم به IPC)**

**بهمن‌ماه 1394**

با گرامي‌داشت آغاز سي و هشتمين بهار آزادي، انجمن اسلامي كاركنان صنعت نفت – اهواز پس از بررسي و ارزيابي قالب جديد قراردادهاي نفتي كه اخيراً مصوب و ابلاغ شده؛ با ديدگاه صرفاً كارشناسي و بدون توجه به مباحث سياسي و نگرش‌هاي حزبي و جناحي، پرسش‌ها و ابهاماتي را پيرامون اين مصوبه مطرح نموده و از عموم صاحب نظران و به ويژه تدوين‌كنندگان متن اين مصوبه، انتظار دارد كه اين پرسش‌ها و ابهامات را مورد عنايت قرار دهند. انتظار مي‌رود عزيزاني كه قصد پاسخ‌دهي يا نقد اين بيانيه را دارند نيز بدون وارد شدن به حوزه مباحث سياسي و جناحي اظهار نظر فرمايند. كميته فني انجمن اسلامي كاركنان صنعت نفت - اهواز ضمن استقبال از اين نظرات آماده ارائه توضيحات بيشتر و مناظره‌هاي تخصصي نيز مي‌باشد.

مقدمتاً يادآوري مي‌نمايد كه با دستور وزير محترم نفت از شهريورماه 1392 كارگروهي تشكيل گرديده تا با استفاده از تجربيات قبلي انعقاد قرارداد با شركت‌هاي نفتي خارجي (مدل‌هاي رايج در دهه‌هاي هفتاد و هشتاد شمسي) و ضرورت‌هاي زمانيِ كشور (به لحاظ سياسي – اقتصادي)، نسبت به تعريف و تدوين شيوه‌اي نوين با قيد جذابيت بيشتر، براي حضور گسترده شركت‌هاي نفتي بين‌المللي در برنامه‌هاي توسعه مخازن هيدروكربوري ايران، اقدام نمايد. پس از جلسات متعدد نهايتاً متن آماده شده توسط اين كارگروه در تاريخ 8/7/1394 به تصويب هيأت محترم دولت رسيد و در تاريخ 11/8/1394 توسط معاون‌اول محترم رئيس‌جمهور به وزارتخانه‌هاي دارايي و نفت ابلاغ شد. مطابق مندرجات نامه وزير محترم نفت در تاريخ 26/6/1394 به معاون اول محترم رئيس‌جمهور، توسط كارگروهي متشكل از دكتر نيلي مشاور محترم رئيس‌جمهور، سازمان مديريت و برنامه‌ريزي كشور، بانك مركزي جمهوري اسلامي، وزارت امور اقتصادي و دارايي و معاون حقوقي رئيس‌جمهوري اين شيوه قراردادي مورد بررسي و نهايتاً تأييد قرار گرفته است.

ضمن تشكر از احساس مسؤوليت و تمام مساعي بكار گرفته شده در همه سطوح كارشناسي و مديريتي در تنظيم و تدوين و رفع اشكال و ارائه آن به هيأت محترم دولت، جا دارد به لحاظ اثري كه اجراي اين مصوبه مي‌تواند بر درآمد دولت‌هاي آينده و ملت بزرگوار ايران كه صاحبان اصلي اين انفال و اموال عمومي هستند و از نظر فراگيري وسيعي كه اين نوع قراردادها به لحاظ (تنوع قراردادي – سه‌گانه- و مخازن نفت و حتي گاز و ميعانات گازي ناشي از فرآيند استخراج نفت) در كشور داشته و استقبالي كه آن كارگروه محترم از نقدها و سؤالات مختلف پيرامون اين موضوع - در سطوح رسانه‌اي و دانشگاهي و كميسيون محترم انرژي مجلس توسط اشخاص حقيقي و حقوقي – تاكنون به عمل آورده و با درك شرايط و تعهدات به نظام اسلامي در درجه اول و آشنايي در حد تخصص و تجربه‌اي كه اين انجمن در ساليان پس از انقلاب اسلامي در اين امور دارد؛ به طرح سؤالات و ابهامات و پيشنهادهايي در اين زمينه در بيانيه‌ حاضر پرداخته شود؛ تا احياناً به غني‌تر شدن متن اين الگوي قراردادي كمك نمايد.

قطعاً اگر پاسخ اين سؤالات و ابهامات به راحتي مي‌توانست از متن مصوبه دريافت شود؛ هرگز به صدور چنين بيانيه‌اي اقدام نمي‌شد. اميد است كه تدوين‌كنندگان اين الگوي قراردادي كه قاعدتاً اطلاعات عميق‌تر و بيشتري نسبت به موضوع دارند؛ اگر احتمالاً چيزي از نگاه آن محترمين مخفي مانده؛ با توجه به تأثيرات پيش‌گفته اين قراردادها در معيشت حال و آينده مردم ايران، كمكي در اين زمينه توسط اين انجمن صورت پذيرد. سؤالات پيوست (46 سؤال و ابهام در پنج محور: كليات، مخزني، قراردادي، حقوقي و مالي) در مورد وضعيت كلي و مواد يازده‌گانه اين مصوبه مطرح شده‌اند. نمونه‌اي از آن سؤالات وابهامات به شرح زير مي‌باشد:

1. گفته مي‌شود كه اين قرارداد كاملاً ايراني بوده و در جايي پياده نشده است. همچنين بيان شده كه اين الگو طي ساليان آينده تنها قالب براي انعقاد قراردادهاي نفتي خواهد بود. با عنايت به اين دو گزاره و با توجه به عدم وجود ويژگي تكامل پذيري در مصوبه، آيا بهتر نيست اين الگوي قراردادي ابتداً در مقياسي محدود آزموده شود؟ آيا با تجربه‌اندوزي و ارزيابي بازخوردهاي بدست آمده از هر قرارداد؛ نسل متكامل‌تر و بهتري از قرارداد براي موارد بعدي بدست نمي‌آيد؟ به عبارت ديگر آيا مي‌توان توسعه تمام مخازن نفتي و گازي حال و آينده كشور، با ويژگي‌ها و موقعيت‌هاي گوناگون را در يك قالب ثابت ولي فاقد مزيت تكامل‌پذيري، تحت عنوان IPC به قرارداد برد؟
2. با توجه به اينكه در چندين مخزن و ميدان قهوه‌اي طرح‌هاي تزريق گاز اجرا شده؛ آيا قاعدتاً پرداخت Fee به پيمانكار اين نوع قراردادها نبايد براساس ارائه برنامه IOR/EOR اضافه‌تر از آنچه اكنون به عنوان توليد ثانويه از مخزن استخراج مي‌شود، باشد (و نه خط Base Line) ؟
3. آيا تنظيم‌كنندگان الگوي قراردادي توجه دارند كه تعريف Base Line براي دوره طولاني‌مدت در مخازن قهوه‌اي تحت تزريق گاز و تحت فعاليت‌هاي تكميلي (تعمير، اسيدكاري، تغيير لايه توليدي) يكي از مشكل‌ترين كارها در حد محال مي‌باشد؟ زيرا Base Line هيچگاه عملاً نمي‌تواند تجربه شود. ( مالك مخزن با اقدامات پيشگيرانه توسعه‌اي مصراً تلاش مي‌كند كه اين شرايط به تعويق بيفتد).
4. بر اساس ماده 7 و بند 4 ماده 1 و بند الف ماده 11 كه بهره‌برداري از مخزن بر عهده شركت‌هاي (ايراني يا خارجي) سپرده شده؛ بر مبناي كدام مجوز مجلس صورت مي‌گيرد؟ اين امر بدون سابقه در تاريخ صد ساله نفت در كشور با چه مجوزي در الگوي قراردادي IPC آورده شده و به تصويب هيأت محترم دولت رسيده است؟ يادآوري مي‌نمايد كه اقدام مديرعامل وقت شركت ملي نفت در سال 1391، براي واگذاري واحدهاي بهره‌برداري تفكيك نفت و گاز به بخش خصوصي، به علت عدم تطابق با سياست‌هاي ابلاغي اصل 44 عقيم ماند.
5. آيا پيمانكار در عملیات توسعه و توليد براي انتقال محصولاتش به پالايشگاه‌ها و پايانه‌هاي بارگيري جزيره خارك از ظرفيت تأسيسات موجود شبكه داخلي و صادراتي انتقال نفت استفاده مي‌كند يا براي انتقال محصولاتش شبكه مستقلي احداث خواهد كرد؟ اگر از تأسيسات موجود استفاده نكرده و براي محصولات خودش تأسيسات مستقل احداث نماید؛ آيا زمينه‌سازي هزينه مجدد براي اين امر توجيه اقتصادي دارد؟ و اگر از شبكه موجود استفاده مي‌كند آيا نبايد ارزش تأسيسات موجود در مبلغ كلي پروژه‌هاي مخازن سبز و قهو‌ه‌اي تأثير داشته باشد؟
6. با توجه به اينكه مالكيت مخازن نفت و گاز در انحصار وزارت نفت (به عنوان نماينده دولت جمهوري اسلامي كه منتخب ملت است) بوده و شركت ملي نفت ايران تنها يك شركت عامل بوده (نه مالك مخزن)؛ چرا اين قراردادها براساس مالكيت شركت ملي نفت ايران قرار است تنظيم شود؟ تفويض مالكيت از دولت جمهوري اسلامي به شركت ملي نفت ايران كي؟ و كجا ؟ صورت گرفته است؟

در پايان اميد است به عنايات ويژه الهي آنچه كه به صلاح و صرفه ملت قهرمان ايران و نظام مقدس اسلامي مي‌باشد؛ در سرانجام اين مباحثات حاصل شده و مايه مباهات همه آزادانديشان و دلسوزان باشد.

**انجمن اسلامي كاركنان صنعت نفت - اهواز  
بهمن ماه 1394**

**رونوشت:** دفتر مقام معظم رهبري، دفتر رياست جمهوري، دفتر رياست قوه قضائيه، دفتر رياست مجلس شوراي اسلامي، دبير شوراي نگهبان قانون اساسي، دفتر معاونت اول رئيس‌جمهوري، دبيرخانه شوراي عالي امنيت ملي، دبيرخانه مجمع تشخيص مصلحت نظام، معاونت حقوقي رئيس‌جمهوري، معاونت امور مجلس رئيس‌جمهوري، معاونت اجرايي رئيس‌جمهوري، ديوان محاسبات كشور، ديوان عدالت اداري، سازمان بازرسي كل كشور، معاونت قوانين مجلس شوراي اسلامي، كميسيون انرژي مجلس شوراي اسلامي، رئيس سازمان پدافند غير عامل كشور، دفتر وزير نفت

**پيوست بيانيه**

**46 مجموعه سؤال و ابهام در مورد الگوي جديد قراردادهاي نفتي (IPC)**

**مصوب هيأت محترم دولت در تاريخ 8/7/1394**

**الف) محور كليات:**

1. آيا يكي از اشكالات قراردادهاي بيع‌ متقابل (خصوصاً طرح‌هاي دريايي) اين نبوده كه شركت خارجي مجري قرارداد، نسبت به اجراي نظرات كارشناسي سازمان‌هاي دولتي متولي هم‌زمان توليد و توسعه (مثل شركت نفت فلات قاره) تعهدي نداشته است؟ آيا در IPC براي برداشت صيانتي ذخاير ميادين هيدروكربوري، نظارت استصوابي بدنه كارشناسي كارفرما بر نحوه استخراج سيالات مخزن و چگونگي اولويت‌بندي توليدي كردن لايه‌ها و سازندهاي حاوي هيدروكربور(مثلاً از بابت برداشت حداكثري)، تضميني پيش‌بيني شده است؟ و آيا اين نكته محل مناقشه پيمانكار و مالك مخزن نخواهد بود؟ براي حل اين مناقشات احتمالي چه تدبيري انديشيده شده است؟
2. يك سازمان اجرايي (مهندسي ساختمان )كه براي اجراي يك MDP (مهندسي و احداث تأسيسات سطح‌الارضي) سازمان‌دهي شده؛ چگونه مي‌تواند طراح و سياست‌گزار روش‌هاي EOR/IOR در مخازن قديمي (قهوه‌اي) باشد؟ روش‌هايي كه به فعاليت‌هاي مهندسي بالادستي تخصصي (مهندسي مخازن، زمين‌شناسي، مهندسي چاه‌ و بهره‌برداري) و اموري نظير تحقيقات آزمايشگاهي، پايلوت‌تست قبل از تصميم‌گيري نهايي احتياج دارند.
3. آيا چنين نيست كه متأسفانه از سازمان‌هاي‌ موجود در شركت‌هاي تابعه شركت ملي نفت ايران (نظير شركت ملي مناطق نفت‌خيز و شركت نفت فلات قاره) استفاده متناسبي با جايگاه‌ تخصصي‌شان در برنامه توسعه و تنظيم شرح كار آن قراردادها نمي‌شود؟
4. ايده عدم جذابيت قراردادهاي بيع متقابل براي شركت‌هاي خارجي (آن‌هم در شرايط كنوني پس از رفع تحريم‌ها) و روي آوردن به مدل جديدي با نام آي‌پي‌سي كه از سوي تدوين‌كنندگان آن اظهار شده؛ بر طبق چه استدلال فني، اقتصادي و حقوقي صورت مي‌گيرد؟ آيا گزارشي جامع در اين زمينه وجود دارد؟ آيا تغيير راه‌بُرد و روي آوردن به يك فُرمت قراردادي خاص ولي متفاوت با شيوه‌هاي دو دهه گذشته، با چند توجيه ساده ژورناليستي صحيح است؟ آيا جاي تعجب نيست افرادي كه در آن دوران خودشان مدافع سرسخت قراردادهاي بيع متقابل بودند و هيچ انتقادي را به آن پذيرا نمي‌شدند و اكنون خود پس از تجربه عملي و پي بردن به منطقي بودن نظرات منتقدان آن زمان بيع متقابل، مدعي اشكالات قرارداد بيع متقابل و مدافع الگوي قرارداد جديد IPC هستند؟ چه تضميني وجود دارد كه چنين اتفاقي براي قراردادهاي منعقده با شيوه IPC نيفتد؟
5. آيا به منظور بهره‌گيري اقتصادي و اشتغال‌زايي از ارزش افزوده و پيش‌گيري از خام‌فروشي نمي‌بايست در الگوي جديد تدبيري انديشيده شده باشد؟ آيا بر مبناي سياست‌هاي اقتصاد مقاومتي دولت نمي‌بايد دامنه فراگيري قراردادها را به صنايع پايين‌دستي، از قبيل صنايع پتروشيميايي و واحدهاي پالايشگاهي و توليد فرآورده‌، گسترش داده تا محصول نهايي قرارداد، از ماده خام به ماده‌اي با ارزش‌افزوده بيشتر در زنجيره مصرف تبديل شود؟ آيا جاي اجراي كامل بندهاي 13 ، 14 و 15 سياست‌هاي ابلاغي اقتصاد مقاومتي، نه به حالت شعار بلكه به طور عملي و اجرايي در الگوي قراردادي IPC تقريباً خالي نيست؟
6. با توجه به تنوع سه دسته قرارداد پيش‌بيني شده در مدل IPC در صورت تصويب آن‌ها، آيا به نحوي تمام مخازن نفتي و گازي حال و آينده كشور تحت پوشش اين مدل قرار نمي‌گيرند؟ از كجا معلوم كه اين مدل هميشه بهترين گزينه بوده و براي تمامي مخازن حال و آينده و با پارامترها و شرايط كاملاً گوناگون فني و محيطي مناسب باشد؟ چه تضميني وجود دارد كه اين مدل هم مثل مدل بيع‌متقابل كه زماني با ناديده گرفتن توان فني مهندسي و ظرفيت‌هاي بخش‌ خصوصي داخلي و يك قرن تجربيات بدنه شركت‌هاي دولتي، در سال‌هاي پاياني دهه هفتاد شمسي بهترين گزينه از سوي وزارت نفت اعلام شده بود (ولي اكنون در سال 1394 به عنوان الگويي داراي ضعف معرفي مي‌شود) پس از تحميل زيان‌ها و خسارت فراوان منسوخ نگردد؟ آيا در شيوه تدوين الگوي قراردادي جديد نسبت به شيوه ارائه الگوي قراردادهاي بيع متقابل، چه به لحاظ بهره‌مندي واقعي از سلايق متنوع و چه به لحاظ نگاه به توان داخلي و چه از منظر استفاده از شيوه‌هاي علمي و نوين تنظيم فُرمت قراردادي، تحولي صورت پذيرفته است؟ آيا آن نگاه مبتني بر پيش‌فرض « ما نمي‌توانيم » ، اينك پس از حدود بيست سال تلاش براي توان‌افزايي و تجربه‌اندوزي، جاي خود را به ديدگاه مبتني بر « ما مي‌توانيم » داده است؟
7. با توجه به سؤال مطرح شده قبل (سوال 6) آيا بهتر نيست كه اين مدل به صورت آزمايشي براي يك تا سه مخزن (بسته به قراردادهاي نوع اول تا سوم) انجام شود تا نقاط قوت و ضعف آن معلوم گرديده و آنگاه تعميم 20 تا 25 ساله به اين نوع قراردادها داده شده و اين مطلب در بندي از بندهاي مصوبه IPC گنجانده و يا لااقل در مقدمه آن آورده شود؟
8. گفته مي‌شود كه اين قرارداد كاملاً ايراني بوده و در جايي پياده نشده است. همچنين بيان شده كه اين الگو طي ساليان آينده تنها قالب براي انعقاد قراردادهاي نفتي خواهد بود. با عنايت به اين دو گزاره و با توجه به عدم وجود ويژگي تكامل پذيري در مصوبه، آيا بهتر نيست اين الگوي قراردادي ابتداً در مقياسي محدود آزموده شود؟ آيا با تجربه‌اندوزي و ارزيابي بازخوردهاي بدست آمده از هر قرارداد؛ نسل متكامل‌تر و بهتري از قرارداد براي موارد بعدي بدست نمي‌آيد؟ به عبارت ديگر آيا مي‌توان توسعه تمام مخازن نفتي و گازي حال و آينده كشور، با ويژگي‌ها و موقعيت‌هاي گوناگون را در يك قالب ثابت ولي فاقد مزيت تكامل‌پذيري، تحت عنوان IPC به قرارداد برد؟
9. با توجه به اينكه در حال حاضر چندين پروژه مصوب و منجر به افزايش توليد در مناطق نفت‌خيز با ظرفيت مالي در حد چند ميليارد دلار تعريف و بعضاً در مرحله اجرا وجود دارد؛ چرا براي اجراي آن‌ها چاره‌اي انديشه نشده و تنها به واگذاري مديريت توسعه و توليد از مخازن پرداخته مي‌شود؟
10. با فعال شدن شركت‌هاي بهره‌برداري خصوصي ايراني در اين مشاركت با پيمانكار خارجي، طبيعي است كه كارشناسان فعلي صنعت نفت با پيشنهاد جذاب‌تر از سوي اين‌گونه شركت‌ها براي دريافت حقوق بيشتر به آن‌ها مواجه شوند. آيا بدين ترتيب براي تضعيف توان كارشناسي در سازمان مهندسي شركت‌هاي تحت سرپرستي وزارت نفت و محروم شدن آن سازمان از مهندسين با تجربه، زمينه‌اي فراهم نخواهد شد؟

**ب) محور مخزني:**

1. روند جاري توسعه يك مخزن اين‌گونه است كه بعد از آنكه مخزن مراحل پلكاني توليد را سپري كرده و ظرفيت توليد آن براي چندين سال متوالي از نظر سقف توليد مشخص شد؛ آنگاه يك طرح جامع توسعه (MDP) براي آينده بهره‌برداري از آن تعريف و ارائه مي‌شود. اين طرح شامل مطالعه جامع مخزن و راه‌هاي افزايش ضريب بازيافت و نگه‌داشت و استمرار سقف توليد بوده كه بر آن مبنا، طرح توسعه در سطح‌الارض نيز به لحاظ تجهيزاتي و ساختماني تهيه مي‌شود. از ديدگاه حرفه‌اي مهندسي مخازن منطقي‌ترين شيوه براي توسعه مخزن آن است كه مطالعه مخزن زير نظر مهندسي مخازن شركت بهره‌بردار انجام شود تا او بتواند تجربه چندين ساله خود را از توليد مخزن، در تدوين طرح جامع توسعه (MDP) تأثير دهد. اين روال جاري و فرآيند كاري، نشان‌دهنده هم‌گام بودن و يك‌پارچه بودن توسعه و توليد چه در مخازن سبز و چه در مخازن قهوه‌اي است. ليكن اعتقاد و عملكرد هجده ساله وزارت نفت تاكنون جداسازي **توسعه** از **توليد** بوده و با بي‌اعتنايي به نظرات مديران و متخصصين حوزه مهندسي نفت، بر اين انفكاف، مصرانه پافشاري نموده است. حال آيا جاي تعجب نيست كه ناگهان با شيوه قراردادي IPC، **اكتشاف** هم علاوه بر **توسعه** و **بهره‌برداري** يك‌جا به يك شركت خارجي واگذار شود؟ آيا اين مطلب تناقص دروني بين پارادايم غالب و نظام تصميم‌گيري حاكم بر اين وزارت را نمي‌رساند؟ آيا تا اين حد دوگانه عمل كردن صحيح است؟
2. خط پايه (Base Line) در مصوبه اين‌گونه تعريف شده كه در مخازن سبز خط پايه براي كل دوره قرارداد (مثلاً بيست و پنج سال) صفر فرض شده و براي مخازن قهوه‌اي افت توليد با شيب ثابت در حالتي تعريف مي‌شود كه روي مخزن هيچ كاري انجام نشود (عدم انجام فعاليت‌هاي مربوط به افزايش توليد، نگه‌داشت توليد و استمرار توليد). اين بدين معناست كه چاه جديد حفر نگردد. فعاليت‌هاي روزمره براي توليد تعطيل شود. آيا واقعاً امكان‌پذير است كه B.L يك مخزن قهوه‌اي را امروز براي بيست سال آينده رسم كرد؟ و آيا حتي در صورت اندازه‌گيري ميزان اُفت مخزن در شرايط واقعي (و نه توسط شبيه‌ساز) براي مدت مثلاً شش ماه، اين ميزان اُفت براي يك دوره دراز مدت (مثلاً بيست ساله) قابل تعميم است؟ در طرح ذوزنقه‌اي توليد و توسعه مخزن، از يك نقطه روي يكي از اضلاع كه لزوماً ضلع مربوط به اُفت توليد نيست، چگونه مي‌توان B.L را پيش‌بيني و آن را رسم كرد؟

آيا وضعيت فعلي مخزن و اينكه در چه مرحله از عمر توليدي خود بسر مي‌برد نبايد روي چگونگي تعريف B.L تأثير داده شود؟ اگر اين تأثير پذيرفته شود؛ چگونه خط B.L كاملاً فرضي (كه ترسيم آن از امروز براي طولاني‌مدت قطعاً با عدم قطعيت بسيار بالايي همراه خواهد بود) مي‌تواند شاخص و معياري براي پرداخت به پيمانكار تحت عنوان اضافه توليد باشد؟ از كجاي مدل IPC پاسخ اين ابهام را مي‌توان يافت؟

1. آيا پيمانكار نمي‌تواند ترجيح دهد كه خط توليد از مخزن پس از رسيدن به مرحله تثبيت دبي (Plateau) با شيب بسيار نرمي اُفت كند و در عوض فاصله (gap) بين اين خط و خط B.L طي سال‌هاي بعد از بهره‌برداري از پروژه چندان زياد شود كه روند پرداخت Fee (پاداش و به قول متن قرارداد دستمزد) به پيمانكار علي‌رغم كاهش توليد، روندي افزايشي داشته باشد؟ (اين نكته نيازمند مداقّه و عنايت ظريفي مي‌باشد) يعني هم كاهش توليد ايجاد شود و هم با خسارت كاهش توليد، تحت عنوان دستمزد (پاداش) مبالغي به پيمانكار پرداخت شود! آيا بهتر نيست كه ميزان Fee تابعي از برنامه و سناريوي توليدي و عملكرد واقعي پيمانكار نيز باشد؟
2. با روند در نظر گرفته شده در مدل IPC علاوه بر توسعه، نگه‌داشت و استمرار توليد نيز عملاً (حتي در مخازن قهوه‌اي) به شركت خارجي واگذار مي‌شود. اين به معناي آن است كه شركت‌هاي زيرمجموعه شركت ملي نفت، كه با هزينه اندك به ازاي هر بشكه، توليد و بهره‌برداري از ميادين هيدروكربوري را برعهده دارند؛ امور جاري خود را به شركت‌هاي خارجي واگذار كنند. آيا مثلاً براي افزايش توليد يك ميدان فرضي با توان توليد فعلي پانصد هزار بشكه به ميزان ده درصد (پنجاه هزار بشكه)، لازم است كه كل عمليات توسعه، نگه‌داشت توليد و بهره‌برداري از متولي فعلي (متخصصان و نيروهاي كار داخلي) گرفته و به شركت خارجي واگذار شود؟ در واقع شركت خارجي به ازاي پنجاه هزار بشكه افزايش توليد، اختيار يكي از مخازن كشور با ذخاير چند ميليارد بشكه‌اي و نيز اختيار مديريت پانصد و پنجاه هزار بشكه را در دست خواهد گرفت. آيا راه‌حل‌هاي جايگزين و مناسب ديگري وجود ندارد؟ از جمله اين راه‌حل‌ها مي‌توان به واگذاري پروژه‌هاي تضمين‌شده موجود در جهت افزايش توليد را (كه بالغ بر چند ده ميليارد دلار مي‌باشد) به شركت‌هاي خارجي اشاره كرد. هزينه‌هاي اجراي اين پروژه‌ها نيز مي‌تواند از محل افزايش توليد باز پرداخت شود.
3. آيا تضميني براي توليد صيانتي در اجراي اين الگوي قراردادي وجود دارد و اساساً برنامه توسعه مخزن را چه كسي نهايي و امضاء مي‌كند؟ چه كسي توليد صيانتي و چگونگي آن را تعريف مي‌كند و اين تعريف چقدر واقعي و صحيح مي‌تواند باشد؟ چقدر منافع درازمدت مالك مخزن در آن ديده شده است؟ (تبصره الف ماده 11 در قرارداد كه اصلاً اين را نمي‌گويد و تضمين هم نمي‌كند.) اقدامات پيمانكاران خارجي قبل از انقلاب روي مخازن مارون و آغاجاري و گچساران و اهواز مگر تجربه نشده‌ كه از بهترين لايه‌هاي توليدي مخزن برداشت كردند و مشكلات آن براي ادامه توليد در بعد از انقلاب اسلامي، براي كشور باقي ماند؟ آيا وضع آن چنان بد نشد كه براي جبران كاهش فشار مخزن آسماري مارون لازم ديده شد در شرايط اقتصاد جنگي ايستگاه عظيم تزريق گاز مارون ساخته و در سال 1368 (پس از پايان جنگ) راه‌اندازي شود؟ آيا اين مصداق بارز ضرب‌المثل «آزموده را آزمودن خطاست» و نمونه آشكار «گزيده شدن دوباره از يك سوراخ» نيست؟ در اين صورت آيا پيمانكار براي دريافت پاداش بيشتر و بازگشت سريع سرمايه، حتي به قيمت توليد غير صيانتي سعي در ثابت نگه‌داشتن خط Plateau و يا دادن شيب خيلي كم به آن عمل نخواهد كرد؟ آيا لزوماً تثبيت دبی بالا و يا شيب كم در تمام دوره‌هاي عمر مخزن در راستاي حداكثرسازي ضريب بازيافت نهايي است؟ چه ابزار نظارت و پايش كارآمدي براي سنجش ميزان پاي‌بندي پيمانكار به توليد صيانتي در اختيار كارفرما مي‌باشد؟ آيا پيش از هر عملیات پيمانكار روي مخزن، جزئيات به تصويب سازمان فني كارفرما مي‌رسد؟
4. مگر نه اين است كه طبق تبصره الف ماده 11 شركت ملي نفت موظف به اجراي كليه برنامه‌ها و دستورالعمل‌هاي طرف دوم قرارداد است؟ در اين صورت آيا مجالي براي كارشناسان مخازن، براي اظهار نظر در موارد مورد اختلاف در مسأله مديريت مخزن باقي مي‌ماند؟ آيا اين شيوه با شعار برد-برد هماهنگي دارد؟ برد پيمانكار معلوم و قطعي است اما برد مالك مخزن چگونه است؟
5. طبق بند ج ماده 11 هرگونه عمليات مربوط به حفظ تجهيزات و انجام تعميرات اساسي آنها و تعميرات چاه‌ها با مجوز كارفرما است. آيا اين جا مجوز لازم‌تر است يا برنامه حفاري چاه‌ها و نحوه تكميل چاه‌ها در لايه‌هاي مختلف مخزني كه روي توليد صيانتي تأثيرگذار است؟ چرا در اين‌گونه موارد مهم و اساسي تصميم‌گيرنده پيمانكار است نه مالك مخزن؟ آيا اين نكته نشان‌دهنده اشراف خوب طراحان الگو به ارزش تجهيزات سطح‌الارضي و در مقابل عدم اشراف آنان به اهميت مباحث فني تحت‌الارضي نيست؟
6. آيا تنظيم‌كنندگان الگوي قراردادي توجه دارند كه تعريف Base Line براي دوره طولاني‌مدت در مخازن قهوه‌اي تحت تزريق گاز و تحت فعاليت‌هاي تكميلي (تعمير، اسيدكاري، تغيير لايه توليدي) يكي از مشكل‌ترين كارها در حد محال مي‌باشد؟ زيرا Base Line هيچگاه عملاً نمي‌تواند تجربه شود. ( مالك مخزن با اقدامات پيشگيرانه توسعه‌اي مصراً تلاش مي‌كند كه اين شرايط به تعويق بيفتد).
7. با تعريف Base Line (از سوي ؟؟؟) بر خلاف نظر دبير كميته بازنگري قراردادهاي نفتي در برنامه تلويزيوني كه ادعا كردند «ريسك را پيمانكار تماماً پذيرفته است» ؛ آيا تقريباً تمام ريسك توسعه ميادين نوع سوم به عهده كارفرما نمي‌افتد؟ (زيرا اين مالك مخزن است كه نهايتاً تمام هزينه‌هاي توسعه را مي‌پردازد.)
8. چرا براساس بند الف ماده 6 كارفرما (شركت ملي نفت ايران) مطالعات خود را در زمينه توسعه مخزن (قهوه‌اي و يا سبز) در اختيار پيمانكاران قرار دهد و بر عكس چرا اين مطالعات را مخفيانه نزد خود براي ارزيابي پيمانكاران خارجي قرار ندهد كه تا چه اندازه سواد كار را دارند و كار را مي‌شناسند و پيشنهاد كاذب پر جاذبه نداده‌اند؟

**ج)محور حقوقي:**

1. آيا سازمان معاونت توسعه كه مجري اين قراردادهاست بر اساس نمودار منضم به نامه و يادداشت مدير عامل شركت ملي نفت ايران در دل سازمان عظيم شركت ملي نفت قرار دارد يا از آن جدا است؟ در صورت جدايي آيا روند جاري توسعه مخازن از شركت ملي نفت ايران حذف نشده است؟ و اگر اين سازمان جزو سازمان شركت ملي نفت ايران باشد؛ آنگاه نحوه ارتباط سازمان آن چگونه است؟
2. اگر پيمانكار به اهداف از پيش تعيين شده خود در توسعه مخزن نرسيد؛ آيا بابت گرفتن فرصت‌ها از دست كشور نبايد جريمه‌اي بپردازد؟
3. با توجه به اينكه طبق تبصره 2 بند ب ماده 6، در قراردادهاي نوع اول پذيرش ريسك به عهده پيمانكار بوده؛ آيا باعث نمي‌شود كه پيمانكار كمتر به سراغ ميادين نفتي يا گازي كه در عمق‌هاي زياد آب قرار داشته برود و ترجيحاً به مخازن دم‌دست و كم‌ريسك و پُرذخيره داخل قناعت كند؟
4. بر اساس ماده 7 و بند 4 ماده 1 و بند الف ماده 11 كه بهره‌برداري از مخزن بر عهده شركت‌هاي (ايراني يا خارجي) سپرده شده؛ بر مبناي كدام مجوز مجلس صورت مي‌گيرد؟ اين امر بدون سابقه در تاريخ صد ساله نفت در كشور با چه مجوزي در الگوي قراردادي IPC آورده شده و به تصويب هيأت محترم دولت رسيده است؟ يادآوري مي‌نمايد كه اقدام مديرعامل وقت شركت ملي نفت در سال 1391، براي واگذاري واحدهاي بهره‌برداري تفكيك نفت و گاز به بخش خصوصي، به علت عدم تطابق با سياست‌هاي ابلاغي اصل 44 عقيم ماند.
5. آيا پيمانكار در عملیات توسعه و توليد براي انتقال محصولاتش به پالايشگاه‌ها و پايانه‌هاي بارگيري جزيره خارك از ظرفيت تأسيسات موجود شبكه داخلي و صادراتي انتقال نفت استفاده مي‌كند يا براي انتقال محصولاتش شبكه مستقلي احداث خواهد كرد؟ اگر از تأسيسات موجود استفاده نكرده و براي محصولات خودش تأسيسات مستقل احداث نماید؛ آيا زمينه‌سازي هزينه مجدد براي اين امر توجيه اقتصادي دارد؟ و اگر از شبكه موجود استفاده مي‌كند آيا نبايد ارزش تأسيسات موجود در مبلغ كلي پروژه‌هاي مخازن سبز و قهو‌ه‌اي تأثير داشته باشد؟
6. براساس بند ع ماده 1 اين مصوبه:

* شراكت شركت ايراني در شركت عملياتي مشاركت در چه زمينه‌اي است؟ فني و مهندسي؟ مالي؟ اجرايي و ساختماني؟ عمليات بهره‌برداري؟ خدمات فني؟ آموزش و كارآموزي؟ خدمات تداركاتي؟
* اين شراكت در چه مراحلي از كار است؟ از اكتشاف (يا توسعه) تا بهره‌برداري؟
* روابط اين شركت ايراني با شركت ملي نفت ايران (كارفرما) چگونه است؟
* آيا درصد اين شراكت به لحاظ حجم كار يا حجم سرمايه؟ مشخص است؟
* حق الزحمه اين شركت ايراني را چه كسي مي‌دهد؟ كارفرما يا شركت خارجي؟ يا تسهيم به نسبت درآمد با شركت پيمانكار خارجي مي‌شود؟
* با توجه به اينكه اين شركت با شركت خارجي داراي منافع مشترك خواهد بود؛ آيا پس از اين دوره يك شركت تمام ايراني صاحب تجربه عملي براي تأمین منافع ملي خواهد بود يا حامي منافع شركت مادر خارجي؟ آيا شركت مادر خارجي در آستين خود شركت رقيبي را پرورش مي‌دهد كه پس از اتمام دوره قرارداد جاي او را بگيرد؟
* پاسخ اين سوالات از كدام بندهاي IPC مصوب قابل استنباط است؟

1. با توجه به اينكه مالكيت مخازن نفت و گاز در انحصار وزارت نفت (به عنوان نماينده دولت جمهوري اسلامي كه منتخب ملت است) بوده و شركت ملي نفت ايران تنها يك شركت عامل بوده (نه مالك مخزن)؛ چرا اين قراردادها براساس مالكيت شركت ملي نفت ايران قرار است تنظيم شود؟ تفويض مالكيت از دولت جمهوري اسلامي به شركت ملي نفت ايران كي؟ و كجا ؟ صورت گرفته است؟

**د) محور قراردادي:**

1. مگر نه اين است كه در قرارداد IPC طبق تبصره 1 بند الف ماده 6 قرارداد برنامه‌ توسعه (DP) پله‌اي و پلكاني است؟ آيا در عمل و با چه ضمانتي وفاداري به اين اصل صورت مي‌گيرد؟ يعني شركت مسؤول توسعه مخزن، امر توسعه را در چند سال هم‌گام با شناخت تدريجي از مخزن انجام مي‌دهد؟
2. آيا با اين نحوه اجرا، سازمان مهندسي مخازن مناطق نفت‌خيز با حدود يك‌صد سال سابقه و تجربه، عملاً از مسؤوليت خود در نظارت مؤثر و تعيين‌كننده هم بر توليد و هم بر برنامه توسعه خلع‌يد نمي‌شود؟ اگر چنين نيست كسي پاسخ دهد كه سمت كارشناسي ارشد مخزن را چه كسي و با چه سلسله مراتب گزارش‌دهي و به چه كسي در هر پروژه IPC رهبري مي‌كند؟ با چه پشتوانه و سابقة مهندسي مخازن در مورد اين توسعه تصميم‌سازي و تصميم‌گيري مي‌شود؟
3. آيا كاربرد تنها يك الگوي قراردادي جهت توسعه ميادين مختلف اعم از توسعه يافته و يا توسعه نيافته با (تفاوت‌هايي مثل نوع سيال، دريا و خشكي، حجم ذخيره در جا، شرايط مشترك بودن يا نبودن، ريسك كم يا زياد) به دليل تنوع و تفاوت نيازها و ملزومات توسعه‌اي آنها منطقي به نظر مي‌رسد؟
4. متن اين قرارداد قدم به قدم در طي دو سال تهيه شده تا به حالت نهايي رسيده است. آيا هنگام تصويب اين قرارداد در مهرماه 1394، شرايط پسابرجام در آن گنجانده شده است؟ آيا اين قرارداد كه مواد اصلي آن در زمان تحريم‌هاي نفتي طراحي شده‌اند و با وارد كردن عنصر جاذبه، براي استقبال پيمانكاران خارجي در تنظيم متن هدف‌گذاري شده؛ با شرايط امروز يعني در مرحله پسابرجام و مواجه شدن با رقابت‌جويي پيمانكاران و سرمايه‌گذاران خارجي با يكديگر، و اشتياق و شتاب آن‌ها براي تصاحب بازار تقريباً بكر صنعت نفت ايران، سازگاري دارد؟ آيا هيچ‌گونه نيازمند بازنگري لااقل در بعضي مواد آن نيست؟ اين‌گونه تنظيم شيوه قراردادي چرا بايد براي سال‌هايي كه محدويت‌هاي ظالمانه تحريم‌ها برداشته شده، توان اجرايي و تصميم‌گيري كشور قدرت بيشتري يافته و به اهداف سند چشم‌انداز هم نزديك شده؛ ادامه پيدا كند؟ **آيا نمي‌توان با استفاده از رقابت داخلي بين شركت‌هاي نفتي خارجي متقاضي سرمايه‌گذاري در ايران از «هزينه ايجاد جاذبه» مقداري كاست؟**

آيا استقبال شركت‌ها و دولت‌هاي آسيايي و اروپايي و در رأس آن‌ها آلمان، فرانسه، انگليس و ايتاليا در اولين روزهاي پس از تصويب برجام در ژنو و پس از طي همه مراحل اجرايي شدن آن و به ويژه پس از مسافرت اروپايي مقام رياست‌جمهوري و هيأت همراه، مشاهده نشده است؟ چرا از رقابت بين اين شركت‌ها براي حذف و يا تعديل «هزينه ايجاد جاذبه» استفاده نشود؟ واضح است كه اين قالب فكري بر انديشه تدوين‌كنندگان (در دوره تحريم و هنگام تنظيم مواد اين شيوه قراردادي) استيلاء داشته كه ما مجبوريم براي آمدن شركت خارجي فقط جاذبه ايجاد كنيم. چرا نبايد اين فضاي فكري با فضاي فكري ديگري در شرايط پسابرجام تحت عنوان استفاده از رقابت بينابيني شركت‌هاي خارجي براي ورود به بازار بكر ايران، به منظور كاهش هزينه ايجاد جاذبه، عوض شود؟

آيا مذاكراتي كه بعد از برجام با شركت‌هاي خارجي مسافرت‌كننده به مناطق نفت‌خيز شده  
(از جمله مذاكرات با هيأت لهستاني و هيأت بريتانيايي) نشان‌دهنده شرايطي به مراتب سهل‌تر و كم‌هزينه‌تر و مطمئن‌تر براي اجراي قرارداد نيست؟ به چه دليل ادعا مي‌شود كه مدل قراردادي ارائه شده تنها گزينه پيش روي كشور ايران براي سال‌هاي آتي مي‌باشد؟

1. آيا اساساً مي‌توان الگوي قراردادي تنظيم كرد كه منافع بلند مدت مالك مخزن و پيمانكار هميشه در يك جهت و منطبق بر هم باشند؟ اگر اين الگوي قراردادي تنظيم شده اين قدرت را دارد بفرماييد چگونه؟ و اگر ندارد چه اصراري بر اجراي اين شيوه قراردادي است؟ آيا ساير روش‌هاي خريد خدمتي ( Service Contract ) بهتر و مناسب‌تر نيستند؟
2. آيا ابزاري كارآمد براي كنترل پيمانكار در پياده‌سازي كامل DP MDP)) پيش‌بيني شده است؟ چگونه؟ و آيا هيچ مكانيزمي براي جلوگيري از ارائه پيشنهادهاي كاذب (و در عين حال انگيزاننده و وسوسه‌آور در واگذاري كار به پيمانكار) در مناقصه قرار داده شده است؟
3. بند د ماده 3 اگر چه براي پيمانكار جاذبه داشته ولي آيا به نوعي نقض حاكميت‌ كشور بر مخزن نيست؟ اگر كشور دچار شرايطي (مثلاً كاهش سهميه از سوي اُوپك يا تحريم نفتي) شده كه توليد از يك مخزن تحت قرارداد IPC دچار كاهش اجباري شود؛ چرا مالك مخزن بايد جريمه بپردازيد؟
4. آيا بين بند ب ماده 4 (استفاده از توانمندي‌هاي داخلي مانند مهندسي مخازن) و ماده الف بند 11 كه مسؤوليت توليد را فقط متوجه پيمانكار مي‌داند، هم‌خواني وجود دارد؟ و عملاً سازمان مهندسي مخازن و مهندسي نفت مناطق نفت‌خيز به عنوان نمايندگان مالك مخزن (اگر مخزن تحت اختيار مناطق نفت‌خيز باشد) از دخالت كارشناسي در توسعه و توليد از مخزن، حذف نمي‌شوند؟ و اگر اين كار طبق ماده 7، بيست تا سي سال طول بكشد آيا مخزني خواهد ماند؟ يا مخزني صيانت شده در پايان اين مدت تحويل ما، تضميناً خواهد شد؟
5. با توجه به اينكه در بندهاي 13 و 15 سياست‌هاي ابلاغي اقتصاد مقاومتي از سوي مقام معظم رهبري، صراحتاً به افزايش صادرات پتروشيمي، افزايش صادرات فرآورده‌هاي نفتي افزايش صادرات گاز اشاره شده و تأكيد اين سياست‌ها بر فاصله گرفتن از خام‌فروشي نفت بوده؛ جا دارد سؤالات زير مطرح شوند:

* آيا قراردادهاي IPC در جهت افزايش صادرات نفت خام نيستند؟ و اين كار با سياست كنترل و نهايتاً حذف خام‌فروشي تعارض ندارد؟
* آيا همان‌گونه كه در بند 14 سياست‌هاي ابلاغي اقتصاد مقاومتي از سوي مقام معظم رهبري كه تأكيد بر افزايش ذخائر راه‌بردي نفت و گاز و توسعه ظرفيت‌هاي توليدي به خصوص در ميادين مشترك بوده؛ تنظيم اين قراردادهاي IPC نيز براساس اولويت‌ مخازن مشترك است؟ از كدام بند قرارداد اين مطلب استنباط مي‌شود؟
* حتي در صورت افزايش ذخائر راه‌بُردي، آيا نبايد سياست منع خام‌فروشي نفت بالاخره از يك برهه زماني عملياتي گردد؟ آيا اين مطلب با بند پ ماده 3 ( كه تأكيد بر حداكثر 50 درصد سهم پيمانكار خارجي در فروش محصولات ميدان به صورت خام است ) تعارض ندارد؟
* چرا عموم الگوهاي قراردادي نفتي كه ارائه مي‌شوند وارد حوزه پايين‌دستي صنعت نفت نگرديده و در همان بخش بالادستي (كه اتفاقاً تحت سيطره و مديريت داشتن بر آن براي كشور صاحب مخزن حياتي، كليدي و استراتژيك بوده) متوقف مي‌گردند؟

1. براي قراردادهاي نوع دوم و سوم كه طبيعتاً پذيرش ريسك وجود داشته؛ اين پذيرش از سوي طرف اول صورت مي‌گيرد و يا طرف دوم؟ در كدام ماده قرارداد به آن اشاره شده است؟
2. طبق بند خ ماده 3 در صورت تجديد تحريم‌ها چه پيش‌بيني‌هايي صورت گرفته است؟ از كدام بند اين شيوه قراردادي، اين مطلب قابل استنباط است؟ آيا عنوان شرايط قوه قهريه در اين بند مي‌تواند به مورد تحريم‌ها نيز تعميم داده شود؟ و آيا بهتر نيست انواع قوه‌ قهريه مورد به مورد ذكر شوند؟
3. با توجه به Open Capex بودن اين قراردادها براي نظارت دقيق بر برنامة‌ ساليانة توليدِ ارائه شده توسط پيمانكار چه نظام‌نامه كنترلي پيش‌بيني شده است؟ در كدام بند قرارداد پيش‌بيني‌ اين نظام‌نامه آمده است؟ آيا شركت ملي نفت ايران حق وتوي اين برنامه و پيشنهاد برنامه جايگزين را خواهد داشت يا فقط از آن برنامه مطلع خواهد شد؟

**ه) محور مالي:**

1. با توجه به اينكه در چندين مخزن و ميدان قهوه‌اي طرح‌هاي تزريق گاز اجرا شده؛ آيا قاعدتاً پرداخت Fee به پيمانكار اين نوع قراردادها نبايد براساس ارائه برنامه IOR/EOR اضافه‌تر از آنچه اكنون به عنوان توليد ثانويه از مخزن استخراج مي‌شود، باشد (و نه خط Base Line) ؟
2. اساساً Fee تا چه زماني پرداخت مي‌شود؟ اگر هزينه‌هاي طرح مثل شرايط كشور عراق در دو يا سه سال اوليه به صفر برسند آيا پرداخت Fee قطع مي‌شود؟ (اگر ادامه مي‌يابد معنايش اين است كه Fee دستمزد نيست و پاداش است). اگر فرض شود يك مخزن سبز با سقف ظرفيت 20 هزار بشكه در روز به مرحله بهره‌برداري رسيده و دريافت حدود 500 ميليون دلار در مدت سه سال براي كل مخارج توسعه آن ادعا شده باشد؛ در اين صورت طبق محاسبات با فرض قيمت 30 دلار براي هر بشكه نفت، نتيجه مي‌شود كه باز پرداخت هزينه انجام شده توسط پيمانكار، به ازاي فروش 50% توليد مخزن در مدت 2/4 سال يعني 50 ماه صورت مي‌گيرد. آيا اين پايان قرارداد است يا اينكه Fee همچنان در دوره توليد از مخزن مي‌بايد پرداخت شود؟
3. آيا به پيمانكار قراردادي كه در سال‌هاي بعد از راه‌اندازي، تمام مبلغ هزينه‌كرد، دستمزد و پاداش خود را دريافت كرده؛ پايان كار داده شده و پروژه تحويل عمليات داخلي توليد مي‌شود؟ يا همچنان پس از آن كه تمامي مطالبات (اعم از هزينه‌هاي انجام شده، سود سرمايه‌گذاري، پاداش، دستمزد و ...) را دريافت كرد همچنان در ميدان باقي‌مانده و دستمزد و پاداش (Fee) را دريافت خواهد كرد؟
4. آيا در ميادين قهو‌ه‌اي كه تزريق گاز دارند (مثل مارون آسماري) آيا پيمانكار از تأسيسات موجود صرف‌نظر مي‌كند؟ آيا توليد ثانويه ناشي از تزريق كه تا كنون محقق شده؛ براي پيمانكار است؟ يا فقط بازاء طرح‌هاي IOR/EOR خود روي مخزن قهوه‌اي مي‌تواند تقاضاي دستمزد و پاداش كند؟
5. چرا وقتي در بند ب ماده 6 با اينكه صراحتاً از ايجاد انگيزه در پيمانكاران صحبت شده؛ كلمه Fee دستمزد معنا مي‌شود و نه پاداش؟ (ماهنامه عصر انرژي سال نهم شماره 27 صفحه 7 سخنان وزير محترم نفت در معرفي IPC).
6. براساس بند پ ماده 6 و بند ج ماده 11 :

* معني كلمه هزينه‌هاي تأمين مالي غير از معني رايج آن يعني سود در نظر گرفته شده براي اخذ وام از بانك، شامل قلم ديگري نيز مي‌گردد؟ اگر بابت اعتبار فني و تكنولوژيكي شركت‌هاي پيمانكاري شركت‌كننده در IPC، از سوي بانك‌هاي جهاني وامي به اين پروژه‌ها پرداخت شود؛ آيا براي اين اعتبار نيز هزينه‌اي در نظر گرفته مي‌شود؟
* آيا نبايد پيمانكاري انتخاب شود كه خودش سرمايه كافي براي آوردن آن به كشور داشته باشد و مگر هدف ما آوردن سرمايه به داخل كشور نبوده است؟
* آيا معني هزينه مالي تأمين مالي اين نيست كه كارفرما:
  + هم هزينه تأمين پول از خارج را بپردازد.
  + هم سود بازپرداخت هزينه‌هاي انجام شده در طول چند سال را بپردازد؟ (قطعاً برخلاف گفته دبير كميته بازنگري قراردادهاي نفتي در برنامه تلويزيوني شبكه خبر، پيمانكار با صد تومان خرج از ما صد تومان نمي‌گيرد) آن‌هم در ظرف چند سال؟
  + هم پولي بابت خريد اعتبار شركت نفتي خارجي كه بانك‌هاي بين‌المللي به اعتبار او وام داده‌اند، بپردازد.
  + هم حق دستمزد و حقوق بپردازد.
  + هم Fee بپردازد؟ چه مدت؟ معلوم نيست !

1. آيا شركت خارجي بابت وارد كردن تجهيزات به داخل كشور و استفاده از امكانات (حداقل امكانات جاده‌اي كشور) هيچ‌گونه حقوق گمركي، ماليات، پرداخت بيمه (در صورت بكارگيري نيروي انساني داخلي) پرداخت مي‌كند؟اگر پاسخ مثبت است در كدام بند ذكر شده؟ و اگر پاسخ منفي است؛ پس اين موارد را هم به سودهاي پيش گفته در سوال قبل، مي‌بايد اضافه كرد.