«موافقون».. موافقة على الاتفاقية

أرض «إدكو» تنتظر مصنع تجهيز الغاز

هذا ما سيكون عليه الحال عند إتمام المشروع

بالوثائق والأرقام من واقع مستندات أخطر اتفاقية فى تاريخ قطاع البترول

«المصري اليوم» تفتح ملف الخسائر والمخالفات فى عقد «شمال الإسكندرية» بين مصر و«بريتش بتروليم»

الساحل الشمالى غنى بحقول الغاز والبترول

قصة غاز البحر

فتش عن عقد شمال الإسكندرية وعن القلق من فتح ملفه، فهو يكاد يكون «حجر الزاوية» فى أى تصرف أو تصريح للحكومة البريطانية إزاء ما يجرى فى مصر بعد الثورة».. هذه هى العبارة التى ترددت على لسان أكثر من خبير وبأكثر من صيغة خلال الأشهر القليلة الماضية، وكانت محركنا الرئيسى لإجراء هذا التحقيق..

ما قصة العقد وظروف إبرامه وبأى شروط؟ ما الآثار المترتبة عليه وما مدى إمكانية تعديله؟ كم تبلغ عوائد مصر من العقد الحالى.. وكم تبلغ بالنسبة للجانب البريطانى؟.. أسئلة كثيرة سعينا للكشف عن إجاباتها، ولا نخفى سراً إذا قلنا إن المجهود الشاق الذى بذلناه أثناء إجراء هذا التحقيق سيتطلب صبراً جميلاً من قارئه، نظراً لتعقد بعض المشاكل والمصطلحات التى حاولنا تبسيطها قدر جهدنا.

كشفت أوراق حصلت عليها «المصرى اليوم» عن تفاصيل خطيرة تخص العقد المبرم فى يوليو ٢٠١٠ الماضى بين الهيئة العامة للبترول وشركة «بريتش بتروليم» المعروفة بشركة «بى. بى.»، إحدى كبريات الشركات البريطانية العاملة فى مصر، وشريكتها الألمانية للزيت «آر دبليو إى»، ويختص ذلك العقد بتنمية منطقة امتياز شمال الإسكندرية وكذلك «غرب البحر المتوسط -مياه عميقة»، ويوضح العقد أن الحكومة المصرية تنازلت عن ١٣ مليار دولار على الأقل لصالح الشركة البريطانية دون مبرر اقتصادى أو فنى أو منطقى وبما يعد أكبر خسارة عملية تتكبدها مصر فى عقد امتياز تجارى.

أعد الملف- مصباح قطب ولبنى صلاح الدين

مصر تتنازل عن حصتها من الغاز.. و١٣ مليار دولار خسائر دون مبرر قانونى.. و«بى. بى» تستثمر ٩ مليارات وتستردها ٢٥,٥ مليار

وفقا للاتفاقية السابقة فإن الشريك الأجنبى يحصل إضافة على الـ٤٠٪ التى يسترد بها المصاريف، على نسبة ١٢٪ كربح عائد على استثماراته تخصم من الإنتاج، أى أن إجمالى حصة الشريك بوجه عام فى هذا الاتفاق يعادل ٥٢٪ مقابل ٤٨٪ للهيئة.

نجحت الشركة الإسبانية فى تحقيق كشفين فى المنطقة فى الفترة من ١٩٩٩–٢٠٠٠، ثم انضمت لها فى وقت لاحق شركة «بريتش بتروليم»، البريطانية بنسبة ٥٠٪ من حصتها ثم اشترت بعد ذلك كامل الحصة الإسبانية فى ٢٠٠١ عقب أن صفت الأخيرة أعمالها فى مصر. وطبقا لخبراء مصريين، ذوى سمعة وخبرة عالمية، ناقشتهم «المصرى اليوم»، فإن أول مخالفة لهذا الاتفاق كانت فى الفترة ما بين ٢٠٠١ حتى ٢٠٠٣، ممثلة فى استمرار بقاء المنطقة فى حوزة «بى. بى» رغم انتهاء التعاقد بالقانون ١٥ لسنة ١٩٩٢ فى مايو عام ٢٠٠١ لمرور ٩ سنوات هى مدة سريان العقد، لكن المنطقة ظلت تابعة للشركة البريطانية بالمخالفة لهذا القانون، ما يعنى عمليا منح الشركة حق استغلال المنطقة بالأمر المباشر، دون سحبها وطرحها فى مزايدة جديدة.

ويؤكد الخبراء أن المخالفة الثانية حدثت فى ٢٠٠٣، عندما حاولت الهيئة تجاوز الخطأ القانونى، بما يبقى المنطقة خاضعة لسيطرة الشركة البريطانية؛ فتم تحويل منطقة امتياز شمال الإسكندرية بشكل شبه كامل إلى منطقة تنمية، بما فى ذلك المساحات التى لم يتحقق بها أى اكتشافات، بالمخالفة لقاعدة «لا عقود تنمية إلا بعد تحقيق اكتشافات»، وكان يمكن استبعاد تلك المناطق وإعادة طرحها فى مزايدات بحث واستكشاف أخرى بما يدر عائدا على الدولة بدلا من ضمها إلى مناطق تنمية الشركة البريطانية دون مقابل بل لمدة طويلة، وبصفة عامة تصل مدد التنمية إلى ٣٥ عاما كحد أقصى فى حالات الغاز و٢٠ عاما فى حالات الزيت.

وحول أسباب عدم اتباع هيئة البترول الإجراء الطبيعى والقانونى الذى كان يفترض أن يتبع فى تلك الحالة وهو سحب المنطقة عام ٢٠٠١ من الشركة البريطانية وإعادة طرحها مرة أخرى فى مزايدة عالمية، يرى بعض الخبراء أن ذلك قد يكون لضمان عدم مشاركة منافسين للشركة البريطانية فى المنطقة على اعتبار أنها جاذبة جدا، وتوجد بها اكتشافات، وبالتالى بها احتياطيات مؤكدة بما يجعل نسب المخاطرة معدومة تقريبا.

وفى عام ٢٠٠٨ طلبت الشركة البريطانية تعديل بعض بنود عقد التنمية بدعوى ارتفاع تكلفة الإنتاج بالمياه العميقة، وعليه تم إدخال تعديل على الاتفاقية الأولى لمنطقة شمال الإسكندرية المبرمة بالقانون رقم ١٥ لسنة ١٩٩٢ والتى كانت موقعة بين الهيئة وشركة «ريبسول» الإسبانية، وورثته «بى. بى.»، وهو ما نطلق عليه «التعديل الأول»، لأن طلب الشركة البريطانية سيتكرر مرة أخرى وسيستجاب لها كل مرة.

نص التعديل الأول فى ٢٠٠٨، على الإبقاء على نسبة الـ٤٠٪ من الإنتاج لاسترداد المصروفات، مع مضاعفة النسبة المخصصة لمكسب الشريك إلى ٢٤٪ بدلا من ١٢٪، بحجة ارتفاع التكلفة، وبذلك أصبح إجمالى نسبة الشريك بوجه عام ٦٤٪ مقابل ٣٦٪ للهيئة العامة للبترول، أى الدولة.

ويدافع المسؤولون المصريون عن التعديل، بدعوى تشجيع المستثمرين، إلا أنه ورغم سلبيات التعديل الأول فى ٢٠٠٨ فقد ظل يعنى أن مصر لديها الحق فى الحصول على ٣٦٪ من الإنتاج مجاناً، دون تكلفة.

وطبقا لما هو منشور بالبيانات العالمية، يصل إجمالى الاكتشافات التى تحققت فى المنطقة سواء بالشركة الإسبانية أو ما أضافته الشركة البريطانية يبلغ حتى الآن ٥ حقول هى «ليبرا، وطورس، وفيوم، وجيزة، وريفين» بإجمالى احتياطى يقدر بحوالى ٧ تريليونات قدم مكعب من الغاز، وأكثر من٦٠ مليون برميل متكثفات، بالإضافة لكشفين بمنطقة غرب المتوسط للمياه العميقة هما كشفى «روبى وبولارس»، ولم يأت ذكرهما فى التعديل المقصود لأسباب نعرض لها لاحقا.

ويقول الخبراء إنه من الطبيعى بعد الموافقة على أى عقد للتنمية، أن يتم التفاوض بين هيئة البترول والشريك الأجنبى للاتفاق على سعر للغاز أو آلية تحكم الطرفين وبصفة نهائية، مؤكدين أن هذا لم يحدث نظرا لمماطلة شركة «بى بى» فى تنمية تلك الحقول المكتشفة بدعوى ارتفاع التكاليف بالمياه العميقة بما يجعل الأمر غير اقتصادي، رغم مضاعفة النسبة المخصصة لربحها فى التعديل الأول ٢٠٠٨، وذلك علما بأن الشركة البريطانية كانت تعلم كل التفاصيل الفنية واللوجيستية عن المنطقة منذ بداية التحاقها بها فى ١٩٩٤، وبالتالى كانت على دراية كاملة بالجوانب الاقتصادية للمشروع قبل وبعد التحاقها به، وهذا يبرر بشرائها لنصيب الشركة الإسبانية بالكامل، بما يجعل مطالبتها بإعادة التفاوض على أى من الشروط الاقتصادية فى الاتفاق غير منطقي، خاصة أن التعديل الأول اشتمل على سعر للغاز يفوق ٣ دولارات للوحدة الحرارية.

ويقول الخبراء، إن الشركة الإنجليزية التقطت مأزق وزير البترول وقتها، سامح فهمى، أمام الرأى العام بسبب تصدير الغاز من الشبكة القومية وبأسعار متدنية وعدم وجود غاز يسد حاجة المصانع الجديدة واضطرار الدولة إلى بحث إمكانية استيراد غاز من الخارج بالأسعار العالمية، بالإضافة إلى أن حقول الغاز المنتجة وتحديدا حقول شركة رشيد التابعة لبريتش جاز بمنطقة «غرب الدلتا للمياه عميقة» قد بدأ إنتاجها يتناقص، فسعت الشركة لإدخال التعديل الثانى على العقد فى يوليو ٢٠١٠ بموافقة هيئة البترول والوزير وتم اعتماده من مجلس الشعب.

وينص التعديل الأخير فى ٢٠١٠ على تنازل مصر عن حصتها كاملة ليصبح نصيب المقاول «آى الشركة البريطانية» ١٠٠٪ من الغاز المنتج والمتكثفات بدلا عن ٦٤٪ على أن تقوم الدولة «ممثلة فى الهيئة العامة للبترول» بشراء كامل الإنتاج وذلك بسعر تقريبى حوالى ٤ دولارات للمليون وحدة حرارية من الغاز، أما المتكثفات فسعرها هو سعر برميل الزيت الخام من مزيج برنت حتى مستوى ١٤٠ دولاراً أما أعلى من ذلك فله معادلة خاصة، كما تتحمل هيئة البترول كافة الإتاوات والضرائب نيابة عن الشركة.

كما نص الاتفاق على أنه فى حال وجود احتياطى أكثر من المذكور سابقا- والبالغ ٥ تريليونات قدم مكعب غاز علاوة على ٥٥ مليون برميل من المتكثفات- ومن نفس الحقول ومن خزانات معينة، كما جاء بنص العقد، تقتسم الزيادة بنسبة ٣٩٪ للهيئة و٦١٪ لصالح الشريك فيما يتعلق بالغاز، ونسبة ٥٠٪ لكل من الطرفين فيما يتعلق بالمتكثفات.

وتكشف الأوراق التى حصلت عليها «المصرى اليوم» أن التعديل تم بنفس النص الذى ورد إلى هيئة البترول من الشركة البريطانية، كما توضح أن التعديل تم فى موعد حددته الشركة بطريقة تشبه الإنذار (بالنص على وجوب عرضه على البرلمان فى موعد أقصاه يونيو ٢٠١٠) ولتجنب نص القانون رقم ١٥ لسنة ١٩٩٢، على أنه إذا لم يتوصل المقاول وهيئة البترول إلى اتفاق بشأن سعر الغاز خلال فترة زمنية محددة تؤول منطقة التنمية إلى الهيئة، وإن كان هذا النص قد يفسر حرص الشركة على تمرير هذا التعديل لمجلس الشعب قبل فض الدورة، فإن الغريب- بحسب الخبراء- أن وزارة البترول كانت تدفع فى نفس الاتجاه. ولحساب المكسب والخسارة فى ضوء التعديل الأخير للعقد فى ٢٠١٠، فإن إجمالى الـ٥ تريليونات قدم مكعب غاز تساوى ٢٠ مليار دولار تقريبا عند متوسط سعر ٤ دولارات للمليون وحدة حرارية، والـ٥٥ مليون برميل متكثفات تساوى ٥,٥ مليار دولار عند متوسط سعر ١٠٠ دولار للبرميل برنت، أى أن إجمالى قيمة مثل هذه الاحتياطيات تقدر بنحو ٢٥,٥ مليار دولار.

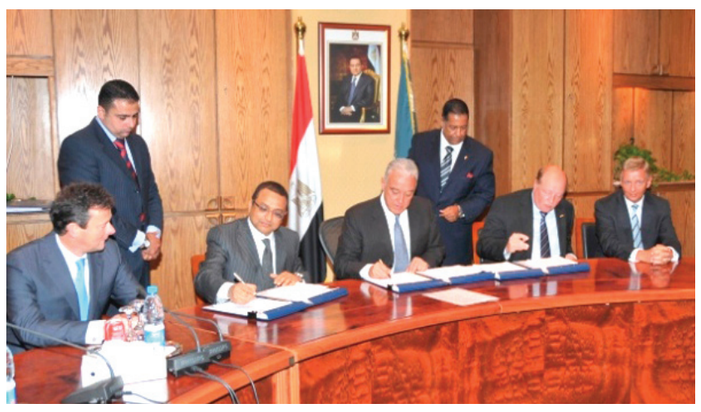
ومقارنة التعديل الأخير فى ٢٠١٠ مع الاتفاقية الأصلية، سنجد أن الدولة تنازلت عن حصتها من الاحتياطيات المذكورة وتبلغ قيمتها السوقية نحو ١٣,٢ مليار دولار، والتى كان يكفلها لها القانون رقم ١٥ لسنة ١٩٩٢، وعند مستوى سعر ٤ دولارات للغاز.

وبمقارنة التعديل الثانى بالتعديل الأول، يتضح أن الدولة تنازلت عن١٠ مليارات دولار لصالح شركة «بى بى» تمثل الفارق بين ١٥,٥ مليار دولار هى كامل حصة الشركة بما فيها المصروفات و ٢٥,٥ مليار دولار إجمالى قيمة الاحتياطيات، أى أن هذا التعديل الأخير قد مكن الشركة من استرداد كامل مصروفاتها إضافة إلى عائد ربح صافى يقدر بنحو ١٦,٥ مليار دولار، هى صافى ثمن الاحتياطيات الأولية، وليس ذلك فقط بل تم أيضا منح الشركة البريطانية نسبة ٦١٪ من احتياطيات الغاز التى تزيد على ٥ تريليونات قدم مكعب قد تنتجها نفس الحقول، وكذلك ٥٠٪ من المتكثفات المصاحبة لهذا الغاز (والمدرجة فى التعديل تحت مسمى الاحتياطيات الإضافية).

وحول أسباب عدم رفع سعر شراء الغاز لشركة «بى بى»، عوضا عن تعديل الاتفاق بتلك الصورة، يقول الخبراء: «لنفرض أن سعر الغاز المشترى من «بى بى» سيزاد ليصل حتى ٧ دولارات للمليون وحدة حرارية و١٠٠ دولار لبرميل المتكثفات، وبذلك ترتفع القيمة السوقية للاحتياطات الأولية (٥ تريليونات قدم مكعب و٥٥ مليون برميل متكثفات) إلى ٤٠,٥ مليار دولار، وبتطبيق اتفاقية اقتسام الإنتاج الأصلية يتبين أن الجزء الأكبر من مخصصات الشركة يأتى من حصة استرداد المصاريف (الـ٤٠ ٪ من الإنتاج)، وليس من المخصص للربح (سواء ١٢٪ أو حتى ٢٤٪)، وبالتالى فإن استرداد إجمالى استثمارات الشركة وهو مبلغ ٩ مليارات دولار من الإنتاج عند سعر ٧ دولارات للغاز و١٠٠ دولار للمتكثفات يتطلب فقط نسبة ٢٢٪ من إجمالى الاحتياطى وليس ٤٠٪، والفارق بين النسبتين، وهو ١٨٪ من احتياطى الغاز والمتكثفات سيؤول فى معظمه إلى الدولة المصرية، ورغم أن شركة «بى بى» ستستفيد من زيادة السعر إلى ٧ دولارات تطبيقا على نسبة الغاز المخصصة لها، بالإضافة إلى نسبة ٣,٦٪ من الاحتياطيات تمثل نصيبها من فائض الاسترداد فإن ذلك يبقى الاتفاق فى صالح الدولة إجمالا، ولذلك لجأت الشركة الإنجليزية إلى الضغط باتجاه تغيير الاتفاقية كلها مستغلة الضغوط الواقعة على الوزارة، نتيجة نقص إمدادات الغاز الحالية.

ويوضح الخبراء، أن نسبة الـ٤٠٪ المخصصة لاسترداد مصروفات الشريك تعادل فى الاحتياطى المشار إليه ما قيمته ٢ تريليون قدم مكعب من الغاز، بالإضافة إلى حوالى ٢٢ مليون برميل متكثفات من الاحتياطى المذكور، فإذا تم تسعيرها بـ٧ دولارات للغاز و١٠٠ دولار للمتكثفات، حسب طلب الشركة فى وقت سابق، فتكون تلك النسبة مساوية لـ١٦,٢ مليار دولار، فى مقابل ١٠ مليارات دولار عند تطبيق سعر ٤ دولارات للوحدة الحرارية لنفس الكمية، ومن المفترض أن استثمارات الشركة ٩ مليارات دولار وهذا يعنى أن هناك فائضا يقدر بـ٧,٢ مليار دولار من حصة الاسترداد سيعود منه إلى الدولة مبلغ ٥,٧٦ مليار دولار حسب نص القانون الأصلى للاتفاق، وبذلك يكون إجمالى ما تحصل عليه الهيئة ٢٥,٢ مليار دولار بتطبيق القانون ١٥ لسنة ١٩٩٢، أو ١٩ مليار دولار إذا ما افترضنا قبولنا التعديل الأول ٢٠٠٨، وعند مستوى ٧ دولارات للوحدة الحرارية.

وعلى الجانب الآخر ستستفيد الشركة من تطبيق سعر ٧ دولارات أيضا على نسبة الغاز المخصصة لها ليرفع صافى عائداتها من ٣ مليارات دولار إلى ٦,٣ مليار دولار عند تطبيق نسبة ربحية ١٢٪ حسب القانون الأصلى للاتفاقية، الذى تم إلغاؤه، وإذا ما تم حساب صافى ربحية الشريك على أساس التعديل الأول فى ٢٠٠٨ ترتفع ربحيته إلى ١٢,٦ مليار دولار. وبافتراض أسوأ الاحتمالات، فإن الشركة ستحقق صافى أرباح حوالى ١٣ مليار دولار، بالإضافة إلى استرداد كامل استثماراتها وهو ٩ مليارات دولار، فضلا عن توفير ١٥٪ تقريبا من هذه الاحتياطيات للاستخدام المحلى، وذلك أهم بكثير من حسابات الدولار، بعكس ما يردده القائمون على الوزارة والهيئة.

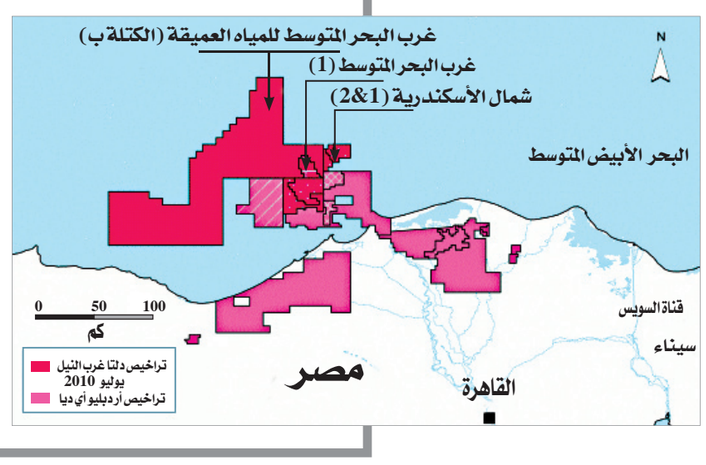


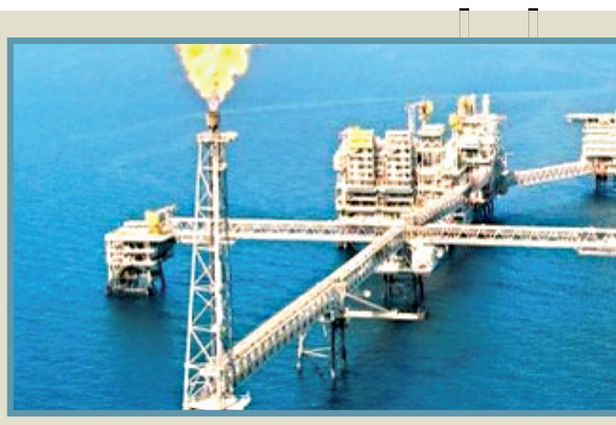
الوزير السابق ورئيس «بى. بى» يوقعان الاتفاقية فى وزارة البترول

هيئة البترول تقدم خطاب ضمان مالى للشريك الأجنبى كل ٣ أشهر.. وتدفع الضرائب نيابة عنه

وتكشف العقود أيضاً أن المقاول «الشريك الأجنبى» لم يقدم خطاب ضمان للهيئة بقيمة التزامه المالى، لأنه طبقا لهذا التعديل فإن الهيئة العامة أصبحت هى المشترى للمنتج الذى أصبح ملكا كاملا لشركة «بى بى»، وبالتالى يلتزم الجانب المصرى بفتح خطاب ضمان كل ٣ شهور يقدمه للشركة البريطانية.

وبررت الهيئة والوزارة فى الاتفاقية المعدلة، وتحديدا فى الصفحة ٢ فى العقد، هذا الوضع كالتالى «من أجل تنفيذ أى أنشطة بموجب اتفاق التعديل هذا وإنشاء مجمع جديد لإنتاج الغاز فى منطقة غرب دلتا النيل، ونظرا للتقنية المعقدة والمياه العميقة وطبيعة الخزانات البترولية المتفرقة ذات الضغط العالى والحرارة المرتفعة والالتزام بتاريخ بداية أول غاز ولتنمية أى اكتشافات جديدة بموجب اتفاقية الالتزام بطرق اقتصادية وفعالة، فإنه يكون من الضرورى إجراء تعديلات للبنود والشروط التجارية والحوكمة باتفاقية الالتزام، على أن تشمل تنمية البترول من منطقة اتفاقية التزام غرب البحر المتوسط مياهاً عميقة الصادرة، وبموجب القانون رقم ٥ لسنة ١٩٩٩ بما أدخل عليه من تعديلات. كما اتفق الطرفان على إجراء التعديلات اللازمة لذلك الغريب أن العبارات السابقة منقولة بنصها من أوراق للشركة البريطانية حصلت عليها «المصرى اليوم»، ويؤكد الخبراء أن هذا المحتوى السابق الذى بنى عليه مسؤولو وزارة البترول والهيئة العامة للبترول قرارهم إلغاء القانون الأصلى للمنطقتين، (رقم ١٥ لسنة ١٩٩٢- ورقم ٥ لسنة ١٩٩٩)، وتمرير هذا التعديل لا يعد سبباً فريداً من نوعه، نظرا لأن ما جاء به يعتبر وضعاً طبيعياً فى كل الحقول المكتشفة فى الدلتا وفى مياه البحر المتوسط شرقا وغربا، مثل حقول شركة بريتش جاز، بمنطقة رشيد بالمياه العميقة، وحقل تمساح، الذى تديره الشركة الإيطالية وغيره من الحقول.





وثيقة من «بى. بى» تكشف فرض شروط الإنجليز على الجانب المصرى

North Alexandria and West Mediterranean Deep Water Concessions (WND Development) Terms Change

Term Sheet

EGPC and Contractor recognize that for the carrying out of any activities under the Concessions and the building of a new Gas production hub in the area of the two concessions, and due to the technical complexity, deepwater location, fragmented and deep High Pressure and High Temperature reservoirs of the Petroleum under the Concessions which require specific and advanced technology and the commitment to a first Gas start up date, it is necessary to agree a new commercial and governance regime to develop the reserves under the Concessions in an economic and efficient manner.

1. Taxes and Royalties

As per the current Concessions, EGPC/EGAS assume Royalties and bear payments for taxes on behalf of Contractor out of EGPC/EGAS share of production and the proceeds generated from the sales of Gas and Condensate subsequent to the Gas and Condensate Delivery Agreement (GDA) under which title to Gas and Condensate shall transfer from Contractor to EGPC. Respective tax gross up mechanism shall be agreed within the Concessions Amendments. EGPC/EGAS shall have audit rights for tax purposes only. In case any Gas produced under these Concessions is exported by Contractor (subject to authorities approvals), Contractor then shall advance to EGPC funds to pay all Egyptian income tax and royalty in respect of that exported gas .

2. Disposal of Petroleum

وحيث أنه ، نتيجة لعدة تنازلات ، أصبح المقاول فى اتفاقية الالتزام شركة بى بى اكسبلوريشن (دلتا) ليمتد وشركة آردابليوإى ديا إيه جى ،

من أجل تنفيذ اية أنشطة بموجب اتفاق التعديل هذا وإنشاء مجمع جديد لإنتاج الغاز فى منطقة غرب دلتا النيل ونظرا للتقنية المعقدة والمياه العميقة وطبيعة الخزانات البترولية المتفرقة ذات الضغط العالى والحرارة المرتفعة والالتزام بتاريخ بداية أول غاز ولتنمية أى اكتشافات جديدة بموجب اتفاقية الالتزام بطرق اقتصادية وفعالة فإنه يكون من الضرورى اجراء تعديلات للبنود والشروط التجارية و الحوكمة باتفاقية الالتزام . على ان تشمل تنمية البترول من منطقة اتفاقية التزام غرب البحر المتوسط مياه عميقة الصادرة بموجب القانون رقم ٥ لسنة ١٩٩٩ بما أدخل عليه من تعديلات . كما اتفق الطرفان على اجراء التعديلات اللازمة لذلك .

وحيث أن المقاول يوافق على القيام بالتزاماته المنصوص عليها المتعلقة بأنشطة البحث والتنمية وعمليات الإنتاج فى المنطقة طبقاً لاتفاق التعديل هذا.

النص الوارد فى الاتفاقية والمطابق لما جاء فى وثيقة «بى. بى»

..والشركة البريطانية ترد: تنفيذ عقد الامتياز بنظام الاقتسام «مستحيل»..والاتفاقية حمت قطاع البترول من مخاطر «ضخمة»

بعد تجميع حقائق كافية حول التعاقد مع «بى بى» وظروفه وشروطه وآثاره، وجهنا أسئلة مكتوبة إلى الشركة البريطانية، التى أكدت فى ردها على أسئلة «المصرى اليوم» استحالة تنمية منطقة شمال الإسكندرية بتطبيق نموذج الاقتسام، وقالت إن الاتفاقية حمت قطاع البترول المصرى من مخاطر ضخمة.. وإلى نص الأسئلة وإجابات الشركة:

■ فى أى ظروف وتحت أى سند قانونى تم تحويل منطقة امتياز شمال الإسكندرية شبه كاملة إلى منطقة تنمية عام ٢٠٠٣ بما فى ذلك المواقع التى لم يتم بها أى اكتشافات؟

– تم تحويل أجزاء من مساحة منطقه الامتياز إلى منطقة تنمية عقب إعلان عدة اكتشافات للغاز فى المنطقة، وذلك عقب استيفاء جميع الاشتراطات القانونية الواردة بالمادة الثالثة من اتفاقية شمال الإسكندرية، وقد تم توقيع عقدى تنمية فى عام ٢٠٠٣ لهذه الأجزاء من المنطقة، علما بأن الشركة تخلت عن المناطق غير القادرة على الإنتاج، وذلك بعد قيام الشركة القابضة للغازات الطبيعية (إيجاس) بمراجعة هذه المناطق، وهو ما جعل إجمالى المساحة الحالية لعقدى الالتزام تشتمل فقط على القطاعات المنتجة أو القادرة على الإنتاج تطبيقا لاتفاقية الالتزام.

■ هل كان استحواذ الشركة على كامل الإنتاج فى تعديل ٢٠١٠ شرطا لقبول سعر الغاز المطروح من قبل الوزارة؟

– يجب التأكيد على أن ما يقال حول استحواذ الشركة على كامل الإنتاج هو قول غير دقيق، فالشريك (المقاول) لا يملك حرية التصرف فى الاحتياطيات المكتشفة والتى تقدر بحوالى ٥ تريليون قدم مكعب إلا لهيئة البترول، وفى الوقت ذاته ملتزم بضخها فى الشبكة القومية للغاز وفقا لعقد تسليم الغاز المبرم مع الهيئة، والذى تم توقيعه فى نفس يوم التوقيع على تعديل الاتفاقيات، ويلتزم الشريك بتحمل كل الإنفاق الاستثمارى ونفقات التشغيل ومخاطر زيادة تكلفة المشروع بمفرده فى جميع مراحله، من بحث وتنمية وإنتاج مقابل سعر تعويضى، يحقق للشريك هامشا من الربح بعد تغطية ما تحمله من تكلفة، وقد أدى هذا التعديل إلى عدم تحمل قطاع البترول المصرى مخاطر رد تلك الاستثمارات الضخمة إذا ما استمر تطبيق نظام اقتسام الإنتاج واسترداد التكاليف والمعرضة دائما إلى الزيادة فى مثل هذه المشروعات وهو ما حدث بالفعل.

■ بافتراض أن الوزارة رفضت التعديل الأخير للاتفاقية والتزمت بجوهر اتفاقية التزام الإنتاج.. ما هو سعر وحدة الغاز الحرارية المقبول لدى الشركة فى ظروف الحقول القائمة فيما يتعلق بحصتها (الاسترداد والربح)؟

– يرتبط التسعير بعوامل عدة، منها طبيعة الحقول وتركيبتها الجيولوجية ونظم حوكمة العمليات (إدارة العمليات ونظم اتخاذ القرار) وحجم المخاطر التى يتحملها المقاول، ونسب التضخم المستقبلية المتعلقة بأسعار الخدمات والعمليات، وبالتالى فإن السعر الذى كان من الممكن قبوله فى ضوء هذه العوامل طبقا للنظام القديم سيكون أعلى بكثير من السعر فى التعديل الحالى وذلك نظرا لزيادة المخاطر المتمثلة فى حجم الاستثمار غير المسبوق فى مصر، الذى لا يتناسب مع منظومة اقتسام الإنتاج واسترداد التكاليف، وقد أشار أحدث تقرير (سبتمبر ٢٠١١) لبيت الخبرة العالمى (Wood Mackenzie) إلى أن السعر الحالى يحقق للمقاول عائداً على الاستثمار يقدر بـ١٠,٢٪.

ويعتبر مشروع غرب الدلتا أكبر مشروع يتم تنفيذه فى تاريخ قطاع البترول المصرى منذ إنشائه من حيث حجم الاستثمارات التى تبلغ أكثر من ١٣ مليار دولار، أى ما يقرب من ٨٠ مليار جنيه مصرى، وقد تم بالفعل إنفاق ٢ مليار دولار منها بالإضافة إلى ١١ مليار دولار يتم إنفاقها فى المراحل اللاحقة، ومن المتوقع أن يصل الإنتاج إلى ١٠٠٠ مليون قدم مكعب فى اليوم الواحد، وهو ما يمثل أكبر إضافة للغاز الجديد فى مصر لتغطية ٢٠٪ من إجمالى إنتاج الغاز المحلى.

وجدير بالذكر ان سعر الغاز المنصوص عليه فى الاتفاقية والمحدد بسقف سعرى لا يتجاوز٤,١ دولار يؤدى إلى وفر يصل الى حوالى ٥٠ مليار دولار للدولة على مدار عمر المشروع، وذلك بالمقارنة بتكلفة سعر شراء الوقود البديل فى ظل الأسعار الحالية، كما أنه إذا ما ارتفع سعر خام برنت إلى ٢٠٠ دولار قد يصل الوفر للدولة إلى ١٠٠ مليار، وذلك لارتباط سعر الغاز بالسقف السعرى المذكور. وفى حالة تأخر الإنتاج من هذا المشروع العملاق ستتكلف ميزانية الدولة أكثر من ١١ مليون دولار يوميا لتوفير وقود بديل لتغطية الاستهلاك المحلى الحالى.

■ هل كان قرار مجلس الوزراء الصادر خلال عام ٢٠٠٨ بشأن وقف أى عقود تصدير جديدة للغاز هو السبب فى تأخير تنمية عقود شمال الإسكندرية؟

– تنمية عقود شمال الإسكندرية تحكمها بنود الاتفاقية التى لها قوة القانون، وبالتالى لم يؤثر هذا القرار على قيام المقاول بتنفيذ جميع التزاماته فى خلال الفترة المذكورة، خاصة الالتزام بتقييم الاكتشافات، حيث قام المقاول بحفر عدد (٢٠) بئرا استكشافية وتقييمية، وإعداد برامج تنمية الحقول، ويعود السبب الرئيسى فى إعادة التفاوض إلى الارتفاع المفاجئ وغير المسبوق فى تكلفة الخدمات والخامات التى تضاعفت، وتأثيرها على حجم الاستثمارات، وعلى سبيل المثال كان متوسط تكلفة حفر البئر فى المياه العميقة عام ٢٠٠٦ لا يزيد على ٦٧ مليون دولار، فى حين بلغت التكلفة الإجمالية لحفر أحد أحدث الآبار الاستكشافية حوالى ٢٦٠ مليون دولار.

■ ما موقف الشركة إذا فرض الوضع القائم حاليا فى البلد ضرورة تعديل الاتفاقية؟

– من المعلوم أن الاتفاقية تم تعديلها أكثر من مرة كى تتوافق مع المتغيرات الفنية والاقتصادية التى تحكم الصعوبات الفنية المصاحبة لصناعة البترول. بالإضافة إلى أن أى اتفاق يقوم على تحقيق التوازن بين طرفيه فيما يتعلق بالحقوق والالتزامات، وعندما يحدث خلل فى هذا التوازن يجب تعديل هذا الاتفاق، ولكن لم تطرأ أى متغيرات فنية أو اقتصادية مؤثرة تقتضى التعديل، خاصة بما تشمله الاتفاقية الحالية من آليات جديدة تضمن للجانب المصرى تنفيذ المقاول لالتزاماته ومنها:

– الحق فى مراجعة سعر الغاز بعد ٤ سنوات من بداية الإنتاج، وبعد كل ٥ سنوات بعد ذلك طبقا للتغير فى تكلفة المشروع أو حجم الاحتياطيات.

– تطبق غرامات تأخير على المقاول تصل الى ١,٧ مليار دولار فى حالة عدم بدء الإنتاج، وقد تصل إلى سحب مناطق التنمية منه طبقا لبنود اتفاقيه الالتزام.

– يتعرض المقاول أيضا الى غرامات فى صورة تطبيق خصم على سعر الغاز يصل إلى ٣٠٪ فى حالة عدم تسليم الكميات السنوية المتفق عليه.

■ ثمة اعتراضات من خبراء على قيام هيئة البترول بسداد ضرائب الشريك والإتاوة فى تلك الاتفاقية نظرا لأنها تختلف كلية عن الاتفاقيات القديمة (نظام الاقتسام) التى كانت تنص على قيام الهيئة بالدفع، فما هو تعليقكم؟

إلزام المقاول بسداد الضرائب والإتاوة يؤدى إلى زيادة التكلفة على المقاول؛ مما يستلزم زيادة السعر لكى يحتفظ بنفس العائد الاقتصادى الذى يحقق الجدوى الاقتصادية لإقامة المشروع بكل مخاطره الفنية.

■ يقول الخبراء الذين استطلعت الصحيفة رأيهم إن المخاطر القائمة فى شمال الإسكندرية تساوى أو تقل عن تلك التى فى حقول شركة بريتش جاز فى رشيد (سواء من حيث وجود الخزانات على أعماق كبيرة والضغط العالى والحرارة المرتفعة وصعوبة التراكيب الجيولوجية) بما يعنى أنه لم يكن هناك مبرر حقيقى لتعديل ٢٠١٠ خاصة بعد أن تمت مضاعفة حصة الربح فى ٢٠٠٨ إلى ٢٤٪.. فما هو تعليقكم؟

– توجد اختلافات جذرية بين المشروعين من الناحية الفنية التى تتناول التراكيب الجيولوجية للمناطق وطبيعة خزانات الغاز الموجودة بها ومن ناحية اقتصاديات والتزامات المقاول فى المشروعين.

فمكامن الغاز الطبيعى فى مناطق غرب البحر المتوسط تتواجد فى عدة طبقات من عصور جيولوجية مختلفة وعلى أعماق مختلفة، وتعتبر شركة بى. بى أول شركة تحقق اكتشافات للغاز الطبيعى فى طبقات عصر الميوسين السفلى فى مناطق غرب البحر المتوسط، وكذلك حققت أول اكتشاف للغاز فى طبقات عصر الأوليجوسين (الأقدم) فى مناطق شرق البحر المتوسط وعلى عمق ٦٥٠٠ متر.

إنتاج الشركة المشار إليها من طبقات عصر البليوسين الحديث نسبيا فقط، وتتواجد على أعماق قريبة (حوالى ٢٠٠٠ متر) وفى تجمعات كبيرة نسبيا نظرا لطبيعة الظروف الترسيبية، ولذلك فهى أقل بكثير من حيث التكلفة والمخاطر الفنية، بالإضافة إلى أن الإيرادات تعتمد بشكل كبير على حق التصدير الممنوح للشركة المذكورة؛ مما أدى إلى ارتفاع اقتصاديات المشروع المذكور مقارنة بغيره.. ويمكن مراجعة الجهات المسؤولة أو تقارير بيوت الخبرة العالمية فى ذلك الشأن.

وتختلف حقول غاز شمال الإسكندرية من حيث وجود معظم الغاز فى طبقات عصر الميوسين السفلى القديم والذى يوجد على أعماق أكبر (حوالى ٤٥٠٠ متر)، وتتميز طبيعة الخزانات فى هذه الطبقات بارتفاع الضغط الجوفى ودرجات الحرارة العالية وصعوبة تتبعها والإنتاج منها؛ مما يزيد تكلفة حفر الآبار إلى أكثر من الضعف. بينما الجزء الموجود فى نفس طبقات البليوسين للشركة المذكورة، فإن غاز حقول شمال الإسكندرية يتواجد فى تجمعات صغيرة ومتفرقة فى قنوات رملية صغيرة مما يتطلب حفر عدد أكبر من الآبار بنحو ٥٠٪ عن غيرها.

ويعلم المتخصصون جيدا مدى صعوبة الإنتاج فى هذه المنطقة، خاصة بعد حفر العديد من الآبار الاستكشافية والتقييمية، والتى أظهرت الاختلافات الكبيرة بين الآبار وبعضها من حيث سمك الطبقات الرملية الحاملة للغاز وقدرتها على الإنتاج، وكل هذا مدعم بنتائج الحفر والدراسات التى تجريها الشركات المتخصصة.

وقد كان من المستحيل تنمية وإنتاج الغاز من هذه الحقول طبقا لنموذج الاتفاقيات السابق، لاستحالة تحقيق الحد الأدنى من العائد الاقتصادى للشريك الأجنبى، وعزوف الشركات الكبرى عن الاستثمار فى مثل هذه المشروعات العملاقة، خاصة بعد الارتفاع الكبير الذى طرأ على تكلفة حفر الآبار وأسعار المواد والخدمات اللازمة لعمليات التنمية، وقد أخذت الشركة على عاتقها حفر العديد من الآبار التقييمية للتأكد من حجم الاحتياطيات وقابليتها للإنتاج ومعدلات الاستخراج من مثل هذه الطبقات، وبلغ ما تم إنفاقه حتى الآن حوالى ٢ مليار دولار، أى ما يقرب من ١٢ مليار جنيه مصرى.

منصة استكشاف لمنطقة غرب الدلتا للمياه العميقة

لا نستحوذ على كامل الإنتاج.. وسعر الغاز المنصوص عليه فى العقد يوفر ٥٠ مليار دولار للدولة

تكلفة حفر بئر بالمياه العميقة كانت ٦٧ مليون دولار قفزت إلى ٢٦٠ مليونا.. ويجوز تعديل أى اتفاق إذا أخل بحقوق أى طرف

تأخير الإنتاج يكبد مصر ١١ مليون دولار يوميا ويضطرنا لسداد غرامات تصل إلى ١,٧ مليار دولار

مصطلحات «بترولية»

الشريك أو المقاول

الشركة الأجنبية أو المحلية، التى تتحمل تكلفة البحث والاستكشاف ثم التنمية، وتدخل باستثماراتها كشريك مع الدولة «صاحب الثروة البترولية».

منطقة الامتياز

المساحة التى يتم تخصيصها لإحدى الشركات سواء بالبر أو البحر، للبحث والاستكشاف عن الزيت أو الغاز لحين تحقيق كشف بترولى فعلى وتخصيصها مرتبط بمدة زمنية محددة لا تتعدى فى أغلب الأوقات الـ٩ سنوات.

منطقة التنمية

المرحلة التى يتم التعاقد عليها بعد الامتياز، وتشمل المساحات التى تحقق فيها اكتشافات بترولية بالفعل، وبالتالى تحتاج إلى إعداد وإنشاء التسهيلات والبنية التحتية اللازمة لبدء الإنتاج، وبصفة عامة تصل مدد التنمية إلى ٣٥عاما كحد أقصى فى حالات الغاز، و٣٠ عاما فى حالات الزيت.

اقتسام الإنتاج

نموذج اتفاقيات التنمية بين الدولة، والشركة القائمة على أعمال التنمية سواء كانت أجنبية أو محلية، وهو نموذج سار منذ عقود، ويعنى أن يتكفل الشريك بدفع كامل مصاريف التنمية على أن يقوم باستردادها بكميات من الإنتاج يتم تحديدها وفقا لما يتفق عليه مع الدولة فى كل تعاقد ثم يقوم الطرفان بتقسيم باقى الإنتاج بنسب تختلف من تعاقد لآخر.

سعر حصة الشريك

السعر الذى تشترى به الدولة نسبة الشريك من الغاز لتلبية احتياجات السوق المحلية، ويختلف هذا السعر من اتفاقية لأخرى.

المتكثفات

الزيت المصاحب للغاز الطبيعى، ويتم إنتاجه من نفس حقول الغاز وهى عادة من نوع جيد ولذا تشتريها هيئة البترول لخلطها بالزيت العادى لتحسين خواص الأخير، وتزداد جودة المتكثفات كلما تم إنتاجها من أعماق أكبر.

وزير البترول: لا نستطيع دفع ٢,٥ مليار دولار فى العام للشريك الأجنبى مقابل «عقد الاقتسام»

ليست لدى أزمة فى التعامل مع مكتب «بريطانى» لتقييم عقد مع شركة «بريطانية» وسعر ٤ دولارات سيكون «مضحكا» فى ٢٠١٥.. والأهم ضمان استمرار التوريد

برر الدكتور عبدالله غراب، وزير البترول، اعتماد الشكل الجديد بالاتفاقية، إلى عدم قدرة الهيئة العامة للبترول على تحمل مزيد من الالتزامات المالية تجاه الشريك، فى الوقت الذى عجزت فيه عن سداد مستحقاته القديمة.

وأضاف، فى لقاء مع «المصرى اليوم»، أن الشركة البريطانية «ليست غبية» لتوافق على عقد اقتسام إنتاج وهى تعرف أن الوزارة لن تستطيع دفع أقساط التكاليف (الاسترداد) التى تنص عليها مثل تلك العقود، موضحاً أن الوزارة لو اعتمدت نموذج الاقتسام، كانت ستضطر لدفع نحو ٢,٥ مليار دولار سنويا أول ٥ سنوات من عمر الاتفاق، مستطردا: «لا نمتلك هذا المبلغ، ومن هنا كان لابد من الاتفاق مع الشريك (بى بى) الذى لديه بالفعل اتفاق تنمية يضمن له المنطقة حتى ٢٠٣٤، وذلك فى ظل احتياجى للغاز».

وقال الوزير: «تم إرسال العقد من قبل إلى بيت الخبرة العالمى «وود ماكنزى» لدراسة عائد الاستثمار، فكانت النتيجة نحو ١٨٪ ثم خفضها فى دراسة تالية إلى ١٠,٥٪، وبرر ذلك بارتفاع التكاليف وزيادة الاستثمارات عن المقدر، فيما حدد مكتب بريطانى آخر النسبة بـ٨٪»، وتابع: «هناك من انتقد لجوءنا إلى مكتب بريطانى، فقلت إننا لن نقاطع بريطانيا من أجل الشركة البريطانية، ولكن أستطيع أن ألجأ إلى خبرات متنوعة وأقارن بين النتائج، ولذلك طلبت من فريق مصرى عمل دراسة مستقلة للأمر وأنتظر تعليقهم».

وأضاف غراب: «المنطقة بها صعوبات تختلف تماما عن أى منطقة مياه عميقة أخرى، وذلك لصعوبة الطبقة الجيولوجية التى يتم الحفر بها، ولذلك فتكلفة حفر البئر فى شمال الإسكندرية تصل إلى ٢٥٠ مليون دولار، مقابل ٣٠ مليون دولار فى حقول رشيد بالمياه العميقة الأخرى».

وأوضح أن التعديل الذى تم فى ٢٠٠٨ جاء نتيجة القفزة التى طرأت على أسعار معدات الحفر نتيجة ارتفاع أسعار البترول، بما استلزم تعديل الاتفاق حتى يكون اقتصاديا للشريك، مشيرًا إلى أن هيئة البترول قامت بتأمين نفسها عبر وضع التزامات صارمة على الشريك فى مواعيد وكميات الغاز التى سيتم تسليمها للهيئة، مؤكدا أنها المرة الأولى التى يتم فيها وضع شروط وغرامات على كميات تسليم الإنتاج ومواعيدها. وقال الوزير: «اتفاقيات اقتسام الإنتاج تنص على إقامة شركة مشتركة بين الهيئة والشريك للإشراف على المشروع وإدارته، وفى هذه المرة قمنا بدلا من ذلك بتشكيل لجنة مراجعة مشتركة بين الهيئة والشركة لمراقبة المصاريف، وفى حال نقصت التكلفة الاستثمارية يقل تسعير الغاز فى حدود ١٠٪ من السعر المنصوص عليه».

وأضاف أن سعر ٤ دولارات للوحدة الحرارية من الغاز، الذى قد يراه البعض كبيراً الآن، سيصبح فى ٢٠١٥ «مدعاة للضحك»، لأن منحنى الأسعار فى طريقه للصعود وليس للانخفاض، إلا إذا حدث شىء غير متوقع، مشيراً إلى أن الاتفاقية تتعلق بالـ٥ تريليونات الأولى من الاحتياطى، أما الإضافى بعد ذلك فيخضع للاقتسام، ونصيب الهيئة منه ٣٩٪ دون تكلفة، والباقى للشركة.

وفيما يتعلق بدفع الهيئة الضريبة عن الشريك، قال الوزير: «هذا السؤال بالفعل طرحته الحكومة على الهيئة، فقمنا فى الوزارة باستطلاع رأى مع الشركاء عموما بشأن الضرائب، وكانت الإجابة أن الأفضل أن يتم إلزامهم بضريبة محددة غير قابلة للتغيير، لأن أى اتفاقية تحدد الضرائب وفقا لقانون الضرائب المصرى وليس وفق اتفاق محدد، وهو ما يعطى إحساسا بعدم الاستقرار لدى المستثمر، حيث إن تغيير قانون الضرائب وارد فى أى وقت، وحين يحدث فهو يخل بحسابات الشريك لاقتصاديات المشروع الخاضع للتنمية». وحول سؤال بشأن تجديد عقد «بى بى» فى ٢٠٠٣ متأخرا عامين وتحويل المنطقة كلها إلى تنمية، قال غراب: «إنه فى حالة عدم الاتفاق مع الشريك تظل المنطقة فى حوزته إلى أن يتنازل هو عنها، لأن القانون فى صفه، وبالتالى كان يجب أن أتفق معه».

وقال الوزير: «لا أدافع عن عقد أو اتفاقية، لكننى أرى أنها أعطتنى ما أريده فى الوقت الحالى، وهو كامل إنتاج الغاز وبسعر أتصور أنه معقول على المدى الزمنى للاتفاقية»، واستدرك: «صحيح ممكن يكون فيه اختيارات أخرى كان يمكن تطبيقها، ولكنها كانت ستضيف تكلفة على الهيئة لن تستطيع الوفاء بها فى ظروفها المالية الحالية، لا سيما أن نفس الشركاء سواء (بى بى) أو غيرها لهم مستحقات لم يحصلوا عليها بعد».

وحول تطبيق نص سحب المنطقة وتنميتها فى حال عدم التزام الشريك بالتنمية كما حدث قبل تعديل ٢٠٠٨، قال الوزير: «هناك مثل يقول (كن قاسياً على المشكلة وليس على الأشخاص)، ومن يقول بسحب المنطقة وتنمية الحقول، يعلم أننا لا نستطيع كهيئة عامة المخاطرة بمليارات الدولارات، كما أن نظام الرقابة المحاسبية المصرى يعتبر أى مليم يصرف ولم يقابله إنتاج «إهداراً»، وكل عملية استكشاف وتنمية وارد أن تخفق، وأنا لا أستطيع تحمل تلك المخاطرة». وحول تخصيص مساحة كبيرة من المنطقة للتنمية لـ«بى بى» قال الوزير: إنه أمر محكوم ببند ينص على أن كل ٤ سنوات، يتم إسقاط أجزاء من منطقة التنمية التى لم تشارك فى الإنتاج، أى سحبها وإعادة طرحها.